	ЗАКАЗЧИК: **ТОО «KALAMKAS KHAZAR OPERATING»**	КОНТРАКТ
	ПРОЕКТ: **ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛАМКАС-МОРЕ**	
	ИСПОЛНИТЕЛЬ: **ТОО «SED»**	

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ТОО «Kalamkas Khazar Operating»

_____ **К. О. Исказиев**

«_____» _____2023 г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛАМКАС-МОРЕ

Директор ТОО «SED» **В. В. Носков**

Директор проекта **К. Ы. Байзаков**

Алматы 2023 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Директор проекта	К. Байзаков
Директор департамента экологического проектирования и разработки ОВОС	Е. Петухова
Старший менеджер департамента экологического проектирования и разработки ОВОС	А. Абатов
Старший менеджер департамента экологического мониторинга и фоновых исследований	А. Демченко
Старший менеджер департамента экологического мониторинга и фоновых исследований	В. Садомский
Директор департамента экологического нормирования выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов	А. Екибаева
Старший менеджер департамента экологического нормирования выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов	Е. Медведева
Директор департамента экологического нормирования отходов и сбросов загрязняющих веществ	Е. Суворова
Старший менеджер департамента экологического нормирования отходов и сбросов загрязняющих веществ	Л. Спицына
Старший менеджер департамента экологического нормирования отходов и сбросов загрязняющих веществ	И. Абдиров
Директор департамента графического оформления и выпуска проектов	С. Чижегова
Менеджер ГИС	Р. Садвокасов
Менеджер по отчетам департамента графического оформления и выпуска проектов	В. Стахова

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ **19**

РАЗДЕЛ 1. ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ **21**

1.1. Административное и географическое положение 21

1.2. Климатические условия 23

1.2.1. Температура воздуха 23

1.2.2. Влажность воздуха 23

1.2.3. Атмосферные осадки 24

1.2.4. Снежный покров 24

1.2.5. Ветровой режим 25

1.2.6. Неблагоприятные погодные явления 26

1.3. Характеристика вод Каспийского моря 27

1.4. Описание затрагиваемой территории 31

1.4.1. Численность населения и демографическая обстановка 31

1.4.2. Социальная сфера 31

1.4.3. Производственно-экономическая деятельность 34

1.4.4. Существующие особо охраняемые природные территории (ООПТ) 36

РАЗДЕЛ 2. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ **42**

2.1. Рассмотренные варианты разработки месторождения 42

2.2. Технологические показатели вариантов разработки 45

2.3. Техника и технология добычи нефти и газа 55

2.3.1. Проектные решения по системе промыслового сбора нефти 55

2.3.2. Технология подготовки нефти 56

2.3.3. Наземный терминал нефти 59

2.3.4. Транспорт товарной нефти 60

2.3.5. Переработка попутного газа 61

2.3.6. Подготовка воды системы ППД 62

2.3.6.1. Подготовка подтоварной воды 62

2.3.6.2. Подготовка альб-сеноманской воды 65

2.3.7. Выработка электроэнергии 65

2.3.8. Факельная система 66

2.3.9. Баланс добычи и распределения газа 66

2.3.10. Бурение скважин 67

2.4. Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий 71

РАЗДЕЛ 3. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ **73**

3.1. Качество атмосферного воздуха в районе планируемых работ 73

3.2. Морская среда 75

3.2.1. Гидрохимия морской воды 75

3.3. Донные отложения 82

3.3.1. Геоморфология морского дна района исследований 82

3.3.2. Деформация донных отложений 85
3.3.2.1. Состав донных отложений 85
3.3.2.2. Геохимическая характеристика донных отложений 89
3.4. Геолого-гидрогеологические условия (морская часть) 95
3.4.1. Стратиграфия 95
3.4.2. Тектоника 99
3.4.3. Сейсмичность 101
3.4.4. Гидрогеологические условия 101
3.5. Геолого-гидрогеологические условия суши 107
3.5.1. Геоморфология суши 107
3.5.2. Гидрогеологические условия (сухопутная часть) 111
3.5.3. Трасса трубопровода 116
3.6. Почвенно-растительный покров прибрежной части суши 120
3.6.1. Почвенный покров 120
3.6.2. Характеристика растительного покрова 129
3.6.2.1. Редкие, исчезающие и особо охраняемые виды растительности 133
3.6.3. Современное состояние почвенно-растительного покрова 135
3.7. Состояние морской биологической среды 136
3.7.1. Морская растительность 136
3.7.2. Фитопланктон 140
3.7.3. Зоопланктон 148
3.7.4. Макрозообентос 156
3.7.5. Ихтиофауна 166
3.7.6. Птицы 175
3.7.7. Каспийский тюлень 183
3.7.8. Животный мир прибрежной части суши 186
3.7.8.1. Энтомофауна 187
3.7.8.2. Земноводные и пресмыкающиеся 188
3.7.8.3. Млекопитающие 189
3.7.8.4. Птицы 191
3.7.8.5. Редкие и исчезающие виды 192
3.7.8.6. Опасные для человека виды 194
3.7.9. Радиационная обстановка 194
3.7.9.1. Радиационный гамма-фон 194
3.7.9.2. Плотность радиоактивных выпадений в приземном слое атмосферы 194

РАЗДЕЛ 4. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА КОМПОНЕНТЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ 195

4.1. Методика оценки воздействия на компоненты окружающей среды и оценка существенности воздействий 195
4.2. Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух 197
4.2.1. Критерии для определения загрязнения атмосферного воздуха 197
4.2.2. Обоснование предельных количественных и качественных показателей выбросов загрязняющих веществ в атмосферу 198
4.2.3. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу 207

4.2.4. Характеристика аварийных и залповых выбросов 208
4.2.5. Расчет и анализ величин уровня ожидаемого загрязнения атмосферного воздуха 210
4.2.6. Предварительные сведения о санитарной защитной зоне (СЗЗ) 217
4.2.7. Предложения по организации контроля за состоянием атмосферного воздуха 218
4.2.8. Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ) 221
4.2.9. Оценка возможного воздействия выбросов на атмосферный воздух 221
4.3. Оценка возможного воздействия на водную среду 222
4.3.1. Водохозяйственная деятельность 223
4.3.1.1. Морская ледостойкая платформа с буровой установкой и жилым модулем 223
4.3.1.2. Береговой технический комплекс (БТК), с наземным терминалом нефти (НТН) 232
4.3.1.3. Общий баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации МЛСП и БТК/НТН 245
4.3.1.4. Мероприятия, предотвращающие воздействие сточных вод на окружающую среду 249
4.3.2. Оценка возможного воздействия на воду моря 250
4.3.3. Оценка возможного воздействия на подземные воды 252
4.4. Оценка возможного воздействия на геологическую среду 253
4.4.1. Факторы и источники воздействия 253
4.4.2. Оценка воздействия на геологическую среду и донные отложения 256
4.5. Оценка возможного воздействия физических факторов 258
4.5.1. Характеристика физических факторов воздействия 258
4.5.2. Оценка возможного воздействия физических факторов 267
4.6. Оценка возможного воздействия на биологическую среду моря 272
4.6.1. Оценка воздействия на водную растительность 273
4.6.2. Оценка воздействия на планктонные организмы 273
4.6.3. Оценка воздействия на макрозообентос 274
4.6.4. Оценка воздействия на ихтиофауну 275
4.6.5. Оценка воздействия на орнитофауну 276
4.6.6. Оценка воздействия на тюленей 277
4.7. Оценка возможного воздействия на почвенный и растительный покров 280
4.8. Оценка возможного воздействия на животный мир суши 281
4.9. Оценка возможного воздействия на окружающую среду при обращении с отходами производства и потребления 282
4.9.1. Сведения о классификации отходов 283
4.9.2. Ориентировочный объемов образования отходов 293
4.9.3. Программа управления отходами 294
4.10. Комплексная оценка возможного воздействия 297

РАЗДЕЛ 5. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ НАСЕЛЕНИЯ 300

5.1. Методика оценки возможного воздействия реализации проекта на социально-экономические условия 300

5.2. Оценка возможных воздействий на социальную среду 302
5.2.1. Оценка возможных воздействий на экономическую среду 306

РАЗДЕЛ 6. ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ 310

6.1. Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов 310
6.1.1. Вероятность аварийных ситуаций на море 310
6.1.2. Вероятность аварийных ситуаций на наземных объектах 314
6.1.3. Индивидуальный риск для персонала и другие риски 317
6.2. Вероятность стихийных бедствий 317
6.3. Все возможные неблагоприятные последствия аварий и их масштабы 318
6.3.1. Последствия аварий на море 318
6.3.1.1. Выбросы нефтегазовой смеси/газа 318
6.3.1.2. Разливы нефти 320
6.3.2. Последствия аварий на береговом технологической комплексе (БТК) 321
6.4. Меры по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций 323
6.4.1. Необходимые меры безопасности на объектах 323
6.4.2. Объектовый план ликвидации аварийных разливов нефти (Объектовый план ЛАРН) и план ликвидации аварий (ПЛА) 326
6.4.3. Информирование о разливах нефти (ГСМ) и ходе операции по реагированию 328

РАЗДЕЛ 7. МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ И СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ 331

7.1. Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу 331
7.2. Мероприятия по уменьшению воздействия на поверхностные и подземные воды 331
7.3. Мероприятия по уменьшению воздействия на почвы и растительный покров 333
7.4. Мероприятия по уменьшению воздействия отходов производства и потребления 333

РАЗДЕЛ 8. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ БИОРАЗНООБРАЗИЯ 334

8.1. Природоохранные меры 334
8.2. Расчет возможного ущерба рыбному хозяйству и компенсационных затрат при разработке месторождения 335

РАЗДЕЛ 9. РЕКОМЕНДУЕМАЯ ПРОГРАММА МОНИТОРИНГА ВОЗДЕЙСТВИЯ 336

9.1. Комплексные морские исследования 336
9.1.1. Исследование качества атмосферного воздуха 341
9.1.2. Исследование состояния поверхностных вод 342
9.1.3. Исследование состояния донных отложений 344
9.1.4. Исследование состояния морской биоты (фитопланктон, зоопланктон, ихтиопланктон, бентос, водная растительность, ихтиофауна) 346
9.1.5. Исследование орнитофауны и тюленей 350
9.1.6. Радиационный мониторинг 351
9.1.7. Обеспечение качества измерений 351
9.2. Комплексные наземные (сухопутные) исследования 352
9.2.1. Исследование качества атмосферного воздуха 355
9.2.2. Исследование состояния подземных вод 356
9.2.3. Исследование состояния почвенного покрова 356

9.2.4. Исследование состояния растительности 357
9.2.5. Исследование состояния животного мира и орнитофауны 358
9.2.6. Радиационная обстановка 358

РАЗДЕЛ 10. ПОСЛЕПРОЕКТНЫЙ АНАЛИЗ 360

РАЗДЕЛ 11. ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ 362

РАЗДЕЛ 12. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ 363

КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ 364

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 402

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1.1	Координаты месторождений Каламкас-море, Хазар и Ауэзов	22
Таблица 1.2.1	Среднемесячная и среднегодовая температура воздуха, градус С	23
Таблица 1.2.2	Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха (%)	24
Таблица 1.2.3	Среднее месячное количество осадков (мм)	24
Таблица 1.2.4	Высота и продолжительность залегания снежного покрова	25
Таблица 1.2.5	Повторяемость направлений (%) и скорости ветра (м/с) по направлениям	25
Таблица 1.2.6	Средние месячные скорости ветра, м/сек	26
Таблица 1.2.7	Число дней с неблагоприятными погодными явлениями	26
Таблица 1.3.1	Динамика фоновых средних уровней Каспийского моря	27
Таблица 1.3.2	Прогнозные значения среднего уровня Каспийского моря на период с 2020 по 2065 год	28
Таблица 1.3.3	Число случаев N и повторяемость P (%) нагонов на побережье восточного побережья Северного Каспия	29
Таблица 1.4.1	Число зарегистрированных случаев наиболее распространенных заболеваний	33
Таблица 1.4.2	Количество учреждений образования и учащихся на 2021 г.	34
Таблица 1.4.3	Виды, занесенные в Красную книгу РК и Международную Красную книгу (МСОП)	39
Таблица 2.1.1	Темп и порядок ввода проектных скважин по вариантам разработки	44
Таблица 2.1.2	Характеристика вариантов разработки	44
Таблица 2.2.1	Характеристика основного фонда в целом по месторождению. Вариант 1	45
Таблица 2.2.2	Характеристика основных технологических показателей разработки в целом месторождения. Вариант 1	46
Таблица 2.2.3	Характеристика основного фонда в целом по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый)	47
Таблица 2.2.4	Характеристика основных технологических показателей разработки в целом месторождения. Вариант 2 (рекомендуемый)	48
Таблица 2.2.5	Характеристика основного фонда в целом по месторождению. Вариант 3	50
Таблица 2.2.6	Характеристика основных технологических показателей разработки в целом месторождения. Вариант 3	51
Таблица 2.2.7	Параметры пластовой нефти	52
Таблица 2.2.8	Состав пластовой нефти Западного блока	53
Таблица 2.2.9	Параметры пластового газа месторождения Каламкас-море	54
Таблица 2.2.10	Химический состав и физические свойства пластовой воды	55
Таблица 2.3.1	Ввод скважин и их обустройство по годам	56
Таблица 2.3.2	Предварительная производительность установки подготовки скважинной продукции	59
Таблица 2.3.3	Рекомендованные расчетные параметры трубопровода	61
Таблица 2.3.4	Рекомендуемые типы компрессоров и виды компримирования	62
Таблица 2.3.5	Баланс добычи и распределения газа	66
Таблица 2.3.6	Конструкции скважин на верхний объект	68
Таблица 2.3.7	Конструкции скважин на нижний объект	68
Таблица 2.3.8	Конструкции наклонно-направленных скважин	68

Таблица 2.3.9	Конструкции скважин с отходом менее 1500м	68
Таблица 2.3.10	Рекомендуемые типы и параметры буровых растворов по интервалам бурения скважин	69
Таблица 2.3.11	Расчет продолжительности бурения горизонтальной трехствольной добывающей скважины	69
Таблица 2.3.12	Расчет продолжительности бурения типовой двухствольной скважины	70
Таблица 2.3.13	Расчет продолжительности бурения типовой горизонтальной скважины	70
Таблица 3.1.1	Концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе проектируемой территории по данным экологических исследований 2016-2019 гг., мг/м^3	73
Таблица 3.1.2	ПДК$_{мр}$ загрязняющих веществ в атмосферном воздухе	74
Таблица 3.2.1	ПДК водоемов рыбохозяйственного назначения*	80
Таблица 3.4.1	Западное поднятие. Стратиграфический разрез	96
Таблица 3.4.2	Химический состав и физические свойства пластовых вод месторождения Каламкас-море	104
Таблица 3.4.3	Микрокомпонентный состав пластовых вод месторождения Каламкас-море	106
Таблица 3.5.1	Глубины залегания грунтовых вод	116
Таблица 3.5.2	Физико-химические параметры грунтовых вод	117
Таблица 3.7.2.1	Распределение численности основных групп фитопланктона (млн.кл/м^3) в период экологического мониторинга 2016-2018 гг.	146
Таблица 3.7.2.2	Распределение биомассы основных групп фитопланктона (мг/м^3) в период экологического мониторинга 2016-2018 гг.	146
Таблица 3.7.2.3	Основные показатели состояния фитопланктонного сообщества на обследованной территории в период 2016-2019 гг.	147
Таблица 3.7.3.1	Численность таксонов зоопланктона, встреченных на обследованных участках за период 2016-2018 гг.	154
Таблица 3.7.3.2	Распределение биомассы основных групп зоопланктона (мг/м^3) в период экологического мониторинга 2016-2018 гг.	154
Таблица 3.7.3.3	Основные показатели состояния сообщества зоопланктона в 2016-2019 гг.	155
Таблица 3.7.4.1	Численность макрозообентоса по группам за период 2016-2018 гг., экз/м^2. Лицензионная территория месторождения Каламкас	159
Таблица 3.7.4.2	Биомасса макрозообентоса по группам за период 2016-2018 гг., мг/м^2. Лицензионная территория месторождения Каламкас	159
Таблица 3.7.4.3	Численность макрозообентоса по группам, экз/м^2. МТК (МЛСП)	160
Таблица 3.7.4.4	Численность макрозообентоса по группам, экз/м^2. Трасса трубопровода Каламкас- Бузачи	161
Таблица 3.7.4.5	Биомасса макрозообентоса по группам, мг/м^2. МТК (МЛСП)	163
Таблица 3.7.4.6	Биомасса макрозообентоса по группам, экз/м^2. Трасса трубопровода	164
Таблица 3.7.4.7	Основные показатели состояния сообщества донной фауны в 2016-2019 гг.	164
Таблица 3.7.6.1	Основные показатели авиафауны района реализации проекта	181
Таблица 3.7.7.1	Статистика наблюдений за тюленями на мониторинговых станциях лицензионной территории Каламкас-море за 2015-2019 гг.	186
Таблица 3.7.8.1	Общее количество видов зарегистрированных беспозвоночных по сезонам	187
Таблица 3.7.8.2	Распределение беспозвоночных в биотопах трассы трубопровода	188
Таблица 3.7.8.3	Распределение земноводных и рептилий	188
Таблица 3.7.8.4	Видовой состав млекопитающих Северо-Восточного Каспия	190

Таблица 4.1.1	Градации значимости воздействий	196
Таблица 4.1.2	Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий при проведении оценки воздействия на ОС	196
Таблица 4.2.2.1	Ориентировочные предельные объемы выбросов ЗВ от объектов месторождения Каламкас-море	201
Таблица 4.2.2.2	Ориентировочный перечень выбросов ЗВ в целом от объектов месторождения Каламкас-море	202
Таблица 4.2.2.3	Ориентировочный перечень выбросов ЗВ от источников МЛСП месторождения Каламкас-море	204
Таблица 4.2.2.4	Ориентировочный перечень выбросов ЗВ от источников БТК месторождения Каламкас-море	205
Таблица 4.2.3.1	Ориентировочное количество источников загрязнения по объектам месторождения Каламкас-море	208
Таблица 4.2.5.1	Результаты расчетов рассеивания	214
Таблица 4.2.7.1	Значения α для загрязняющих веществ различных классов опасности	219
Таблица 4.2.7.2	Граничные условия для деления предприятий на категории опасности в зависимости от значений КОП	219
Таблица 4.2.9.1	Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух	222
Таблице 4.3.1	Технологические показатели для расчета эмиссий ПРМ Каламкас-море	223
Таблица 4.3.1.1.1	Ориентировочные потребности в пресной воде на МЛСП на хозяйственно-питьевые нужды для Вариантов 1-3	226
Таблица 4.3.1.1.2	Ориентировочная потребность в морской воде и объем образования буровых сточных вод при бурении скважин для вариантов 1-3	227
Таблица 4.3.1.1.3	Балансовая таблица водопотребления и водоотведения при эксплуатации МЛСП для вариантов 1-3	229
Таблица 4.3.1.2.1	Ориентировочные потребности воды питьевого качества на хозяйственно-питьевые нужды на БТК/НТН	235
Таблица 4.3.1.2.2	Расчет ориентировочной потребности воды на производственные нужды БТК/НТН	237
Таблица 4.3.1.2.3	Ориентировочная потребность в водопотреблении свежей воды на производственные нужды и закачки в систему ППД на БТК/НТН	237
Таблица 4.3.1.2.4	Балансовая таблица водопотребления и водоотведения при эксплуатации БТК/НТН для вариантов 1-3	238
Таблица 4.3.1.2.5	Требования к качеству воды, направляемой на закачку в систему ППД	241
Таблица 4.3.1.2.6	Ориентировочный объём воды на закачку в поглощающие скважины (вариант 1) и на ППД (варианты 2 и 3)	243
Таблица 4.3.1.2.7	Ориентировочные показатели загрязняющих веществ, отводимых с очищенными ливневыми сточными водами на пруд-испаритель №1	244
Таблица 4.3.1.2.8	Ориентировочные показатели загрязняющих веществ, отводимых с очищенными хозяйственно-бытовыми сточными водами на пруд-испаритель №2	244
Таблица 4.3.1.3.1	Общий баланс водопотребления, водоотведения и безвозвратных потерь при эксплуатации МЛСП и БТК/НТН	248
Таблица 4.4.1	Матрица оценки воздействия на геологическую среду	258
Таблица 4.5.1	Допустимые значения уровней звукового давления в октавных полосах частот, эквивалентных и максимальных уровней звука проникающего шума на территории государственных природных заповедников	259

Таблица 4.5.2	Допустимые значения уровней звукового давления проникающего инфразвука и низкочастотного шума на территории государственных природных заповедников	260
Таблица 4.5.3	Ожидаемые уровни шума от буровых работ, буровой установки и систем обеспечения (в воздухе)	260
Таблица 4.5.4	Ожидаемые уровни шума от производственного оборудования на объектах МЛСП и БТК	261
Таблица 4.5.5	Уровни шума, создаваемые природными источниками	262
Таблица 4.5.6	Критерии инфракрасного (теплового) излучения	263
Таблица 4.5.7	Оценка возможных воздействий физических факторов на животный мир	272
Таблица 4.6.1	Предварительная оценка воздействия проектируемой эксплуатации месторождения на морскую биологическую среду	279
Таблица 4.7.1	Матрица оценки воздействия на почвенно-растительный покров	281
Таблица 4.8.1	Матрица оценки воздействия на животный мир суши при эксплуатации УПН-БТК	282
Таблица 4.9.1	Характеристика отходов, образующихся при проведении намечаемых работ на месторождении Каламкас-море	284
Таблица 4.9.2	Ориентировочный объём отходов, образуемых в процессе разработки месторождения Каламкас-море, включая Морской и Наземный комплексы	293
Таблица 4.10.1	Оценка возможного воздействия разработки месторождения на компоненты окружающей среды	298
Таблица 5.1.1	Компоненты социально-экономической среды, подвергающиеся воздействию при разработке месторождения Каламкас-море	300
Таблица 5.1.2	Градации пространственных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу	301
Таблица 5.1.3	Градации временных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу	301
Таблица 5.1.4	Градации масштабов интенсивности воздействия на социально-экономическую сферу	301
Таблица 5.1.5	Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу	302
Таблица 5.2.1	Матрица результатов оценки воздействий на социально-экономическую сферу	308
Таблица 5.2.2	Интегральная оценка возможных воздействий на социально-экономическую сферу	308
Таблица 6.1.1	Частота возникновения аварийных ситуаций (по данным «Accident statistics for fixed offshore units on the UK Continental Shelf 1980-2005»)	311
Таблица 6.1.2	Вероятность выбросов и утечек из скважин на этапе эксплуатации (по данным International Association of Oil&Gas Producers, OGP) *	312
Таблица 6.1.3	Вероятность выбросов и утечек из скважин при разработки Западного поднятия месторождения Каламкас-море по результатам количественного анализа рисков	313
Таблица 6.1.4	Общая частота утечек и выбросов из трубопроводов жидкой продукции	313
Таблица 6.1.5	Расчет времени необходимого для достижения пятном разлива зарослей тростников (Разлив дизельного топлива)	314
Таблица 6.1.6	Частота возникновения аварийных ситуаций	314
Таблица 6.1.7	Общая частота утечек и выбросов из оборудования БТК	315
Таблица 6.1.8	Основные причины аварий в резервуарных парках	315

Таблица 6.1.9	Источники инициирования взрывоопасных смесей в хранилищах нефтепродуктов	316
Таблица 6.1.10	Вероятностная оценка повреждения трубопровода (на 1 км нефтепровода трубопровода/год)	316
Таблица 6.1.11	Общая частота утечек и выбросов из экспортных трубопроводов *(по данным «Количественная оценка риска аварий»)*	317
Таблица 6.3.1	Прогнозируемые аварийные ситуации на БТК	322
Таблица 9.1.1	Координаты морских станций мониторинга	337
Таблица 9.1.2	Контролируемые параметры состояния атмосферного воздуха	341
Таблица 9.1.3	Контролируемые гидрохимические показатели морской воды	342
Таблица 9.1.4	Контролируемые гидрохимические показатели донных отложений	344
Таблица 9.1.5	Исследуемые показатели морской биоты	346
Таблица 9.1.6	Показатели и периодичность мониторинга орнитофауны и тюленей	350
Таблица 9.2.1	Координаты станций мониторинга по сухопутной трассе трубопровода «Каламкас-море – Бузачи» (в системе WGS 84)	353
Таблица 9.2.2	Контролируемые параметры состояния атмосферного воздуха	355
Таблица 9.2.3	Контролируемые гидрохимические показатели подземных вод	356
Таблица 9.2.4	Мониторинг загрязнения почвенного покрова	357
Таблица 9.2.5	Радиационный мониторинг	359

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1.	Обзорная карта с расположением месторождения Каламкас-море	21
Рисунок 1.2.	Расположение месторождения Каламкас-море	22
Рисунок 1.2.1.	Розы ветров по метеостанциям, ближайшим к районам планируемых работ	25
Рисунок 1.3.1.	Наблюдаемые колебания уровня Каспийского моря (УКМ) с 1840 г.	27
Рисунок 1.3.2.	Многолетний ход уровня Каспийского моря	28
Рисунок 1.4.1.	Динамика ввода в эксплуатацию жилых зданий в 2021-2022 гг., тыс. кв. метров общей площади	35
Рисунок 1.4.2.	Обзорная схема расположения ООПТ	37
Рисунок 2.1.1.	Схема расположения основных объектов месторождения	43
Рисунок 2.3.1.	Принципиальная технологическая схема сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции	55
Рисунок 2.3.2.	Принципиальная технологическая схема подготовки нефти месторождения Каламкас-море	57
Рисунок 2.3.3.	Принципиальная технологическая схема НТН на месторождении Каламкас-море	59
Рисунок 2.3.4.	Маршрут экспортного нефтепровода	60
Рисунок 2.3.5.	Схема подготовки газа	61
Рисунок 2.3.6.	Принципиальная схема подготовки подтоварной воды на БТК	64
Рисунок 2.3.7.	Принципиальная технологическая схема подготовки альб-сеноманской воды на БТК	65
Рисунок 3.2.1.	Содержания $БПК_5$ в воде акватории лицензионной площади Каламкас в период с весны 2016 г. по осень 2018 г.	78
Рисунок 3.2.2.	Содержания $БПК_5$ в воде акватории обследованных участков в период с осени 2017 г. до лета 2018 г.	78
Рисунок 3.3.1.	Геоморфологическая карта морского дна	84
Рисунок 3.3.2.	Распределение гранулометрического состава донных отложений по размерности частиц (мм) на станциях участка «Каламкас-море» за период 2016-2018 гг.	86
Рисунок 3.3.3.	Распределение гранулометрического состава донных отложений по размерности частиц в 2017-2018 гг.	86
Рисунок 3.3.4.	Распределение гранулометрического состава донных отложений по размерности частиц на станциях трубопровода Каламкас-Бузачи в 2017-2018 гг.	87
Рисунок 3.3.5.	Концентрации органического углерода в донных отложениях участка Каламкас-море в период с весны 2016 г. по осень 2018 г.	88
Рисунок 3.3.6.	Концентрации органического углерода в донных отложениях обследованных участков в период с осени 2017 г. по лето 2018 г.	89
Рисунок 3.3.7.	Содержания металлов в донных отложениях (мг/кг) участка Каламкас-море в период с весны 2016 г. по осень 2018 г.	90
Рисунок 3.3.8.	Содержания металлов (мг/кг) в донных отложениях на участке МТК (МЛСП) в период с осени 2017 г. по лето 2018 г.	91
Рисунок 3.3.9.	Содержания металлов (мг/кг) в донных отложениях на участке трубопровода Каламкас-Бузачи в период с осени 2017 г. по лето 2018 г.	92
Рисунок 3.3.10.	Средние содержания нефтепродуктов (мг/кг) в донных отложениях участков планируемых работ	93
Рисунок 3.3.11.	Распределение общей численности и биомассы микроорганизмов донных отложений на участках планируемых работ	94

Рисунок 3.5.1.	Геоморфологическая карта сухопутной части проекта	109
Рисунок 3.5.2.	Гидрогеологическая карта прибрежной зоны Северо-Восточного Каспия	112
Рисунок 3.7.2.1.	Количество видов фитопланктона, встреченных на участках за период наблюдений	141
Рисунок 3.7.2.2.	Распределение численности фитопланктона по сезонам наблюдений на лицензионной территории Каламкас-море	142
Рисунок 3.7.2.3.	Распределение численности фитопланктона по сезонам наблюдений на участке МТК (МЛСП)	143
Рисунок 3.7.2.4.	Распределение численности фитопланктона по сезонам наблюдений на участке трубопровода Каламкас – Бузачи	143
Рисунок 3.7.2.5.	Распределение биомассы фитопланктона по сезонам наблюдений на лицензионной территории Каламкас-море	144
Рисунок 3.7.2.6.	Распределение биомассы фитопланктона по сезонам наблюдений на участке МТК (МЛСП)	144
Рисунок 3.7.2.7.	Распределение биомассы фитопланктона по сезонам наблюдений на участке трубопровода Каламкас-Бузачи	145
Рисунок 3.7.3.1.	Количество видов зоопланктона, встреченных на участках в 2016-2018 гг.	150
Рисунок 3.7.3.2.	Численность основных групп зоопланктона, встреченных на лицензионной территории Каламкас-море в 2016-2018 гг.	151
Рисунок 3.7.3.3.	Численность основных групп зоопланктона, встреченных на участке МТК (МЛСП) в 2017-2018 гг.	151
Рисунок 3.7.3.4.	Численность основных групп зоопланктона, встреченных на участке трубопровода Каламкас-Бузачи в 2017-2018 гг.	152
Рисунок 3.7.3.5.	Биомасса основных групп зоопланктона, встреченных на лицензионной территории Каламкас-море в 2016-2018 гг.	152
Рисунок 3.7.3.6.	Биомасса основных групп зоопланктона, встреченных на участке МТК (МЛСП) в 2017-2018 гг.	153
Рисунок 3.7.3.7.	Биомасса основных групп зоопланктона, встреченных на участке трубопровода Каламкас-Бузачи в 2017-2018 гг.	153
Рисунок 3.7.4.1.	Количество видов макрозообентоса, встреченных на участках в 2016-2018 гг.	158
Рисунок 3.7.4.2.	Численность макрозообентоса на лицензионной территории Каламкас-море за период исследований по группам	160
Рисунок 3.7.4.3.	Численность макрозообентоса на акватории МТК (МЛСП) за период исследований по группам	161
Рисунок 3.7.4.4.	Численность макрозообентоса на трассе трубопровода Каламкас- Бузачи за период исследований по группам	162
Рисунок 3.7.4.5.	Распределение общей биомассы по группам бентофауны на лицензионной территории месторождения Каламкас-море за период 2016-2018 гг.	162
Рисунок 3.7.4.6.	Распределение общей биомассы по группам бентофауны на акватории МТК (МЛСП) за период наблюдений	163
Рисунок 3.7.4.7.	Распределение биомассы донного сообщества по группам бентофауны на трассе трубопровода за период наблюдений	164
Рисунок 3.7.5.1.	Динамика численности нектонных рыб в уловах жаберной сетью	170
Рисунок 3.7.5.2.	Динамика биомассы нектонных рыб в уловах жаберной сетью	170
Рисунок 3.7.5.3.	Динамика численности (%) бенто-пелагических рыб в уловах бимтралом	171
Рисунок 3.7.5.4.	Динамика биомассы (%) бенто-пелагических рыб в уловах бимтралом	171
Рисунок 3.7.5.5.	Средняя численность и средняя биомасса нектонных и бенто-пелагических рыб на акватории МТК (МЛСП)	172

Рисунок 3.7.5.6.	Индексы разнообразия бенто-пелагического сообщества рыб в акватории МТК (МЛСП)	173
Рисунок 3.7.5.7.	Средняя численность и средняя биомасса нектонных рыб в уловах жаберной сетью, трасса трубопровода	174
Рисунок 3.7.5.8.	Численность и биомасса бенто-пелагических рыб по трассе трубопровода	174
Рисунок 3.7.5.9.	Индексы разнообразия нектонных рыб на участке трубопровода Каламкас-Бузачи	174
Рисунок 3.7.6.1.	Основные направления миграций птиц в казахстанском секторе Каспийского моря и на сопредельных территориях: а) весенний период; б) осенний период	181
Рисунок 3.7.7.1.	Распределение каспийского тюленя по акватории моря в нагульный период (май-сентябрь). 1 – летние лежбища, 2 – районы нагула	184
Рисунок 3.7.8.1.	Систематическая принадлежность представителей энтомофауны (на уровне отряда) и видовое обилие беспозвоночных (Invertebrata) по отрядам в %	187
Рисунок 4.2.2.1.	Доля предполагаемых выбросов основных ЗВ в составе выбросов МЛСП	199
Рисунок 4.2.2.2.	Доля предполагаемых выбросов основных ЗВ в составе выбросов БТК	200
Рисунок 4.2.5.1.	Граница области воздействия МЛСП	212
Рисунок 4.2.5.2.	Граница области воздействия БТК	213
Рисунок 6.3.1.	Схема реализации сценария, связанного с выбросом из скважины	319
Рисунок 9.1.	Рекомендуемая схема расположения станций мониторинга на участке «Каламкас-море»	338
Рисунок 9.2.	Рекомендуемая схема расположения станций мониторинга в районе дислокации МЛСП	339
Рисунок 9.3.	Рекомендуемая схема расположения станций мониторинга по морской трассе трубопровода «Каламкас-море - Бузачи»	340
Рисунок 9.4.	Рекомендуемая схема расположения станций мониторинга по сухопутной трассе трубопровода «Каламкас-море – Бузачи»	354

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1 Государственная Лицензия ТОО «SED» на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды № 01804Р от 15.12.2015 г.

Приложение 2 Климатические характеристики по данным метеостанций Кулалы и Форт-Шевченко

Приложение 3 Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности № KZ80VWF00097464 от 18.05.2023 г.

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

Приложение 5 Материалы к разделу «Оценка возможного воздействия на водные ресурсы»

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

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АПАВ - Анионные поверхностно-активные вещества
АСЭП - Анализ суммарной экологической пользы
БПК - Биохимическое потребление кислорода
БТК - Береговой технологический комплекс
ГНВП - Газонефтеводопроявление
ГОСТ - Государственный стандарт
ГСМ - Горюче-смазочные материалы
ДУСД - Дистанционное управление службой данных
ЗВ - Загрязняющее вещество
КЛОХ - Комитет лесного и охотничьего хозяйства
КСУ - Концевая сепарационная установка
КТО - КазТрансОйл
КФУ - Компактная флотационная установка
ЛАРН - Ликвидация аварийных разливов нефти
МЛСП - Морская ледостойкая стационарная платформа
МСОП - Международный союз охраны природы
МСУиНГ - Многокомпонентная смесь углеводородов и неуглеводородных газов
МСХ - Министерство сельского хозяйства
НД - Низкое давление
НТН - Наземный терминал нефти
ОБУВ - Ориентировочный безопасный уровень воздействия
ОВОС - Оценка воздействия на окружающую среду
ОЗТОС - Охрана здоровья, труда и окружающей среды
ОКУ - Общая концентрация углеводородов
ООПТ - Особо охраняемые природные территории
ОС - Окружающая среда
ПАУ - Полициклические ароматические углеводороды
ПДК - Предельно допустимая концентрация
ПЛА - План ликвидации аварий
ППД - Поддержание пластового давления
ПРМ - Проект разработки месторождения
РВС - Резервуар вертикальный стальной
РД - Руководящий документ
РК - Республика Казахстан

РТПС - Разрыв трубопровода на полное сечение

СанПиН - Санитарные правила и нормы

СД - Среднее давление

СП - Строительные правила

СЗЗ - Санитарно-защитная зона

СНиП - Строительные нормы и правила

СПАВ - Синтетические поверхностно-активные вещества

СТ РК - Стандарт Республики Казахстан

УКМ - Уровень Каспийского моря

УПН - Установка подготовки нефти

ХПК - Химическое потребление кислорода

Eh - Окислительно-восстановительный потенциал

pH - Водородный показатель

ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем месторождения Каламкас-море, Хазар и Ауэзов является ТОО «Kalamkas Khazar Operating» в рамках Контракта № 5181-УВС-СП от 27 февраля 2023 года на добычу углеводородов на участках недр «Каламкас-море, Хазар и Ауэзов», расположенных в Казахстанском секторе Каспийского моря (КСКМ).

Контрактная территория расположена в Мангистауской области Республики Казахстан, а в географическом плане находится в северной части Казахстанского сектора Каспийского моря. Рассматриваемая территория с точки зрения нефтегазоностности относится к высокоперспективным зонам.

Залежи месторождения Каламкас-море приурочены к надсолевым среднеюрским отложениям. Месторождение осложнено тремя сводами, которые являются самостоятельными блоками (Западный, Центральный и Восточный). Намечаемая деятельность предполагает разработку только Западного блока.

На Западном блоке месторождения Каламкас-море были пробурены две оценочные скважины КЛМ-3 и КЛМ-4. По результатам опробования пластов была подтверждена промышленная нефтеносность горизонтов Ю-IV - Ю-VIII на Западном поднятии.

В соответствии с протоколом Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) РК № 1911-18-У от 16 марта 2018 года, объекты Западного блока месторождения Каламкас-море обладают наибольшими геологическими запасами нефти и считаются подготовленными к промышленной разработке.

Для разработки Отчета о возможных воздействиях планируемой разработки месторождения Каламкас-море был заключен Договор.

В настоящем Отчете о возможных воздействиях выявлены возможные существенные воздействия намечаемой деятельности, рассмотрено возможное воздействие на состояние окружающей среды (ОС) разработки месторождения Каламкас-море по альтернативным вариантам, приведен анализ изменения качества ОС при реализации данных вариантов проектных решений с учетом мероприятий по снижению и минимизации различных видов воздействий на компоненты окружающей среды и здоровье населения.

Отчет о возможных воздействиях в соответствии со ст. 72 Экологического кодекса включает следующую информацию:

- описание состояния окружающей среды, включая компоненты морской среды и суши, а также условия жизни населения на затрагиваемой намечаемой деятельностью территории;
- сведения о производственных процессах и объектах, необходимых для осуществления разработки месторождения Каламкас-море;
- информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях, связанных с разработкой месторождения Каламкас-море, включая воздействия на водные ресурсы, атмосферный воздух, почвы, растительность, животный мир и т. д.;
- обоснование предельного количества накопления отходов по их видам;
- информацию о вероятности возникновения аварий и описание возможных вредных воздействий, связанных с рисками возникновения аварий;
- меры по предотвращению последствий аварий, включая оповещение населения;

– описание природоохранных мер, позволяющих минимизировать воздействие на компоненты окружающей среды, включая рекомендации по созданию мониторинговой системы наблюдений за состоянием окружающей среды в период проведения работ.

Документ подготовлен в соответствии с законодательными и нормативными документами Республики Казахстан.

Отчет о возможных воздействиях выполнен проектной компанией ТОО «SED», имеющей государственную лицензию № 01804Р от 15.12.2015 г., выданную Комитетом экологического регулирования и контроля МООС РК (Приложение 1). Лицензия выдана на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды.

Адрес Заказчика:	**ТОО «Kalamkas Khazar Operating»** БИН 230240009235 010000 г. Астана, ул. Кунаева, 8 Тел: +7 7172 786578 Генеральный директор – Исказиев Курмангазы Орынгазиевич
Адрес Исполнителя:	**Товарищество с ограниченной ответственностью «SED» (Sustainable Ecology Development)** 050043, г. Алматы, ул. Аскарова, 3 тел.: +7 727 247 23 23 факс: +7 727 338 23 74 Директор – Носков Владимир Васильевич

РАЗДЕЛ 1. ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1. АДМИНИСТРАТИВНОЕ И ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ ПОЛОЖЕНИЕ

Месторождение Каламкас-море расположено в Казахстанском секторе Каспийского моря, на расстоянии 120 км к юго-западу от месторождения Кашаган. Административно рассматриваемая территория расположена в пределах Мангистауской области в 220 км к северу от г. Актау, от базы Баутино на расстоянии 145 км. Обзорная карта приведена на рис. 1.1.

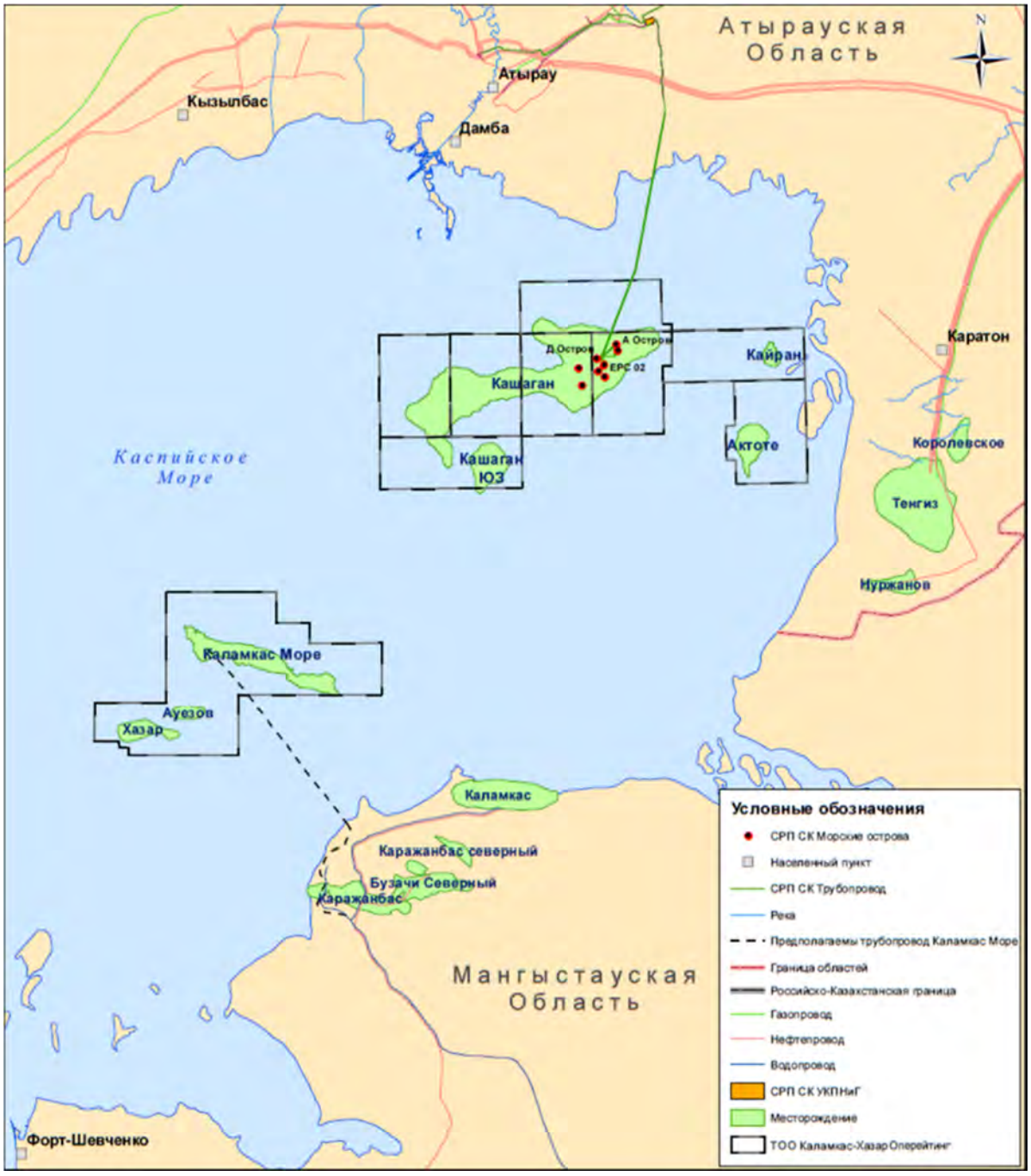


Рисунок 1.1. Обзорная карта с расположением месторождения Каламкас-море

Местоположение месторождения Каламкас-море показано на рис. 1.2. Координаты месторождений Каламкас-море, Хазар и Ауэзов приведены в таблице 1.1.1.

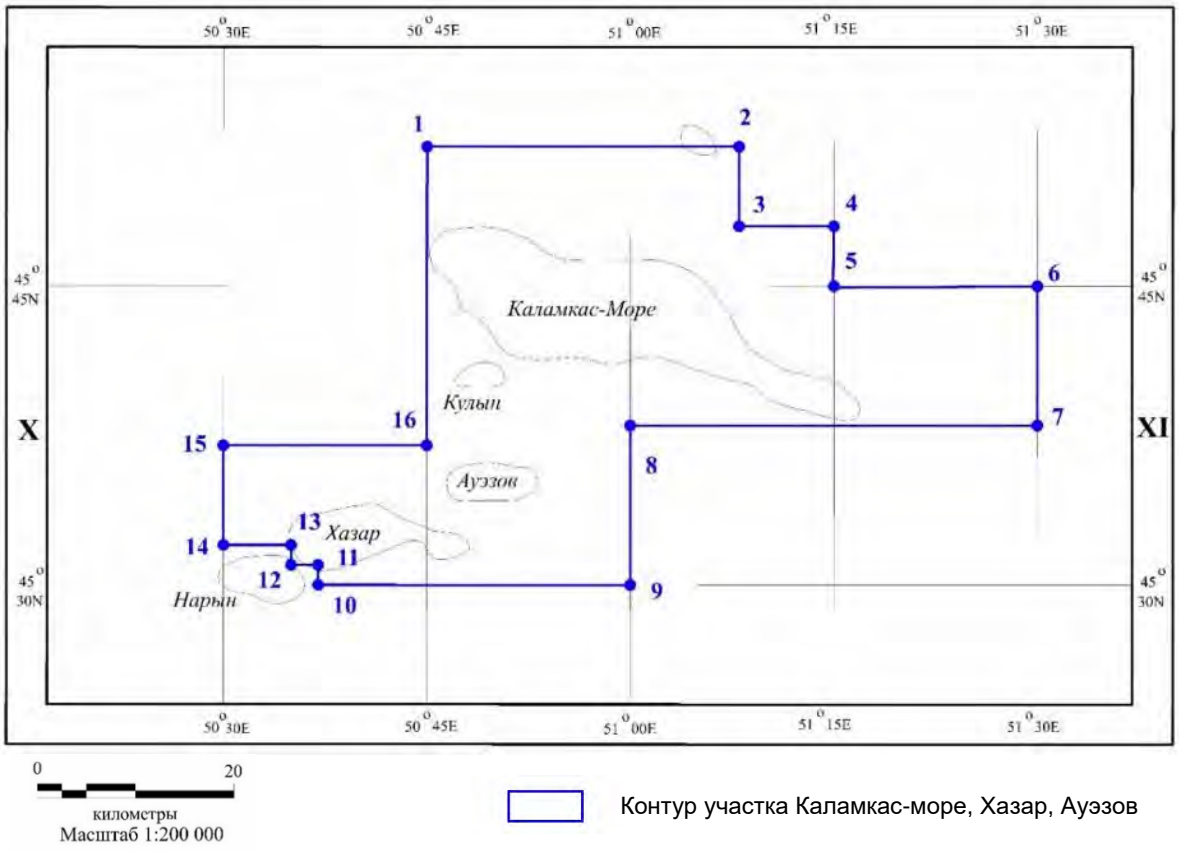


Рисунок 1.2. Расположение месторождения Каламкас-море

Таблица 1.1.1 Координаты месторождений Каламкас-море, Хазар и Ауэзов

Угловые точки	Координаты угловых точек в град., мин., сек	
	Северная широта	Восточная долгота
1	45° 52' 00"	50° 45' 00"
2	45° 52' 00"	51° 08' 00"
3	45° 48' 00"	51° 08' 00"
4	45° 48' 00"	51° 15' 00"
5	45° 45' 00"	51° 15' 00"
6	45° 45' 00"	51° 30' 00"
7	45° 38' 00"	51° 30' 00"
8	45° 38' 00"	51° 00' 00"
9	45° 30' 00"	51° 00' 00"
10	45° 30' 00"	50° 37' 00"
11	45° 31' 00"	50° 37' 00"
12	45° 31' 00"	50° 35' 00"
13	45° 32' 00"	50° 35' 00"
14	45° 32' 00"	50° 30' 00"
15	45° 37' 00"	50° 30' 00"
16	45° 37' 00"	50° 45' 00"

По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении Каламкас-море пробурены всего 4 скважины (1 поисково-разведочная КЛМ-1 и 3 оценочные скважины КЛМ-2, КЛМ-3, КЛМ-4). Месторождение не вступало в фазу пробной эксплуатации. Все четыре скважины ликвидированы.

На текущий момент месторождение находится в консервации.

1.2. КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

На климат прибрежных районов Северного Каспия влияет несколько типов воздушных масс: холодные арктические, влажные морские атлантические, влажные морские средиземноморские и континентальные из районов Центральной и Западной Сибири.

Низкие и средние широты расположения Каспийского моря обуславливают большой приток солнечной энергии. Большой размах амплитуды между средними месячными температурами воздуха самого холодного и самого жаркого месяцев года указывает на высокую степень континентальности климата района.

Участок Каламкас-море и база снабжения Баутино расположены в одном климатическом районе (СП РК 2.04-01-2017. Строительная климатология). Поэтому в настоящем документе метеорологические данные с метеостанций (МС) Форт-Шевченко и Кулалы используются как репрезентативные и для шельфовых метеорологических условий на участке Каламкас-море.

1.2.1. Температура воздуха

Расположение Мангистауской области в центре Евразии с одной стороны и на побережье Каспийского моря с другой стороны обуславливает на большей части области формирование континентального климата, а на побережье – морского климата.

В прибрежной области годовой размах температур может доходить до 67-70 °С. Максимальная среднесуточная изменчивость 12-14 °С. Суточный максимум температур воздуха достигает 39 °С для м/с Кулалы и 42 °С для м/с Форт Шевченко; суточный минимум составляет минус 28 °С для м/с Кулалы и минус 25 °С для Форт-Шевченко (Атлас Мангистауской области, 2010). Необходимо отметить, что для проектирования приняты следующие максимумы температур: максимум температур воздуха: +42 °С; минимум температур воздуха: -36 °С.

Анализ хода среднемесячных температур воздуха на северо-восточном побережье Каспийского моря (табл. 1.2.1) свидетельствует, что самыми холодными месяцами являются январь-февраль, а наиболее жаркими – июль-август.

Таблица 1.2.1 Среднемесячная и среднегодовая температура воздуха, градус С

Пункт наблюдений	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
МС Кулалы	-3,3	-2,9	3,4	11,2	19,9	25,1	27,4	26,6	20,4	12,0	5,0	0,4	*12,1*
МС Форт Шевченко	-1,1	-0,6	4,9	11,6	19,9	25,4	27,5	26,6	21,4	13,4	6,5	2,0	13,1

Среднегодовая температура воздуха на северо-востоке Каспийского моря составляет 9-13 °С.

В годовом цикле хода температуры воздуха продолжительность безморозного периода составляет в среднем 2/3 времени года. Температуры выше 30 °С могут отмечаться с мая по сентябрь.

Продолжительность холодного периода (температура воздуха менее 8 °С) – около 160 суток.

1.2.2. Влажность воздуха

Среднегодовая относительная влажность воздуха составляет 70 %. В зимние месяцы она увеличивается до 85 %. В летнее время в связи с близостью пустынь относительная влажность падает до 56 %.

В таблице 1.2.2 приведены данные о среднемесячной и годовой влажности по МС Актау и Форт-Шевченко.

Таблица 1.2.2 Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха (%)

М/с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
МС Актау	79	75	70	67	66	62	60	57	57	62	74	78	67
МС Форт-Шевченко	81	79	74	69	67	66	66	63	61	66	75	78	70

Источник: *СП РК 2.04-01-2017. Строительная климатология.*

Средняя месячная относительная влажность воздуха в 13 часов самого холодного месяца (январь) – 75%.

Средняя месячная относительная влажность воздуха в 13 часов самого жаркого месяца (июль) – 56%.

1.2.3. Атмосферные осадки

Восточный берег Северного Каспия, по сравнению с другими районами моря, отличается большей засушливостью, что связано с редким проникновением в этот район влажных атлантических масс воздуха.

Среднегодовая сумма осадков, наблюдающихся на побережье, например, на метеостанции (МС) Форт-Шевченко – 135,24 мм. По мере удаления от побережья в сторону открытого моря количество осадков становится меньше – МС Кулалы – 60,1 мм (таблица 1.2.3).

Таблица 1.2.3 Среднее месячное количество осадков (мм)

М/с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
МС Кулалы	5,4	4,3	9,8	7,2	4,7	4,8	3,9	7,0	4,8	5,7	9,0	6,8	60,1
МС Форт-Шевченко	14,2	6,37	13,64	16,5	8,85	6,29	15,37	11,73	12,21	9,39	10,54	10,03	135,24

В отдельные дни количество выпавших осадков в несколько раз превышает месячную норму. Так, абсолютные максимумы суточных осадков доходили от 74 мм (Форт Шевченко) до 56,2 мм (о. Кулалы).

1.2.4. Снежный покров

Снежный покров на восточном побережье Северного Каспия наблюдается с октября-ноября по март-апрель (таблица 1.2.4). Кроме того, снежный покров образуется на сплошном льду и припае.

Средняя высота снежного покрова составляет менее 10 см. В таблице приведены данные по средней и максимальной из наибольших за зиму декадных высот снежного покрова.

Максимальная суточная высота определена как наибольшая из максимальных за год значений высоты снежного покрова, полученных по данным снегосъемок в поле, проводимых в последний день каждой декады. Продолжительность залегания устойчивого снежного покрова определена как среднее из ежегодных периодов устойчивого залегания снежного покрова. Период залегания снежного покрова определяется между датой образования устойчивого снежного покрова, когда площадь видимой окрестности метеорологической станции более чем на 60% покрыта снегом, и датой разрушения устойчивого покрова, когда степень покрытия окрестности становится менее 60%. Причем, устойчивым снежный покров считается в том случае, если он сохраняется не менее 30 дней с перерывами не более трех дней подряд.

Таблица 1.2.4 Высота и продолжительность залегания снежного покрова

Область, пункт	Высота снежного покрова, см			Продолжительность залегания устойчивого снежного покрова, дни
	средняя из наибольших декадных за зиму	максимальная из наибольших декадных	максимальная суточная за зиму на последний день декады	
Актау	7,8	42,0	64,0	15,0
Форт-Шевченко	6	40	6	20

Источник: *СП РК 2-04-01-2017. Строительная климатология.*

Плотность сухого и свежевыпавшего снега имеет плотность около 100 кг/м^3. Он быстро уплотняется до 200-300 кг/м^3. Предполагаемая максимальная плотность – 350 кг/м^3.

1.2.5. Ветровой режим

Характер ветрового режима территории Северного Каспия определяется крупномасштабным влиянием циркуляции атмосферы и местными барико-циркуляционными и термическими условиями.

По данным многолетних наблюдений в северо-восточной части Казахстанского сектора Каспийского моря преобладающим (в среднем за год) является восточное направление ветра (приложение 2).

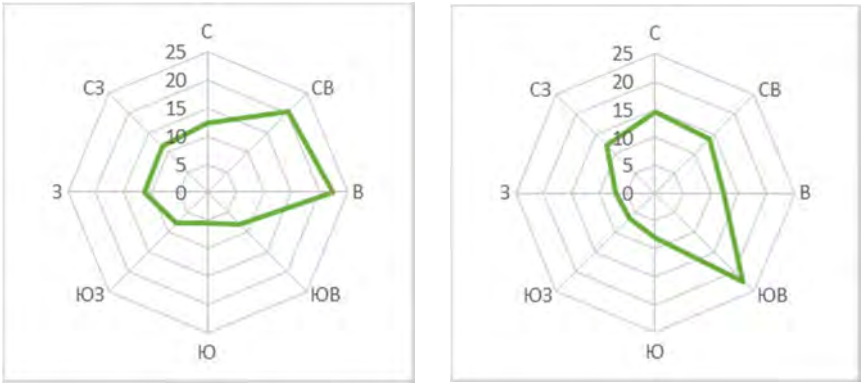
Зимой преобладают восточные и юго-восточные ветры. Высокая повторяемость восточных румбов сохраняется в весенний и осенний периоды и только в теплое время года над акваторией преобладают ветры северного, северо-западного направлений.

Среднегодовые скорости ветра и повторяемость ветра по направлениям (по многолетним наблюдениям за 2018-2022 гг.) представлены в таблице 1.2.5. На рисунке 1.2.1 представлены среднегодовые розы ветров по метеостанциям.

Таблица 1.2.5 Повторяемость направлений (%) и скорости ветра (м/с) по направлениям

Характеристики	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
МС Кулалы									
Повторяемость, %	12	20	22	8	6	8	11	12	1
Скорость по направлениям, м/с	4,8	5,2	5,2	5,0	5,0	4,9	6,0	5,6	
МС Форт Шевченко									
Повторяемость, %	15	14	12	22	8	6	7	12	3
Скорость по направлениям, м/с	4,0	4,2	4,8	4,9	4,4	3,6	4,5	4,7	

Источник: *Справки Казгидромет.*



МС Кулалы МС Форт Шевченко

Рисунок 1.2.1. Розы ветров по метеостанциям, ближайшим к районам планируемых работ

Наиболее вероятны сильные ветры в марте-апреле, наименее – в июле-августе. Наибольшие зарегистрированные (абсолютный максимум) скорости ветра составляют: на ближайшей к месторождению метеостанции Кулалы – 45 м/с, в районе Форта Шевченко – 40 м/с.

Среднемесячные скорости ветра представлены в табл. 1.2.6.

Таблица 1.2.6 Средние месячные скорости ветра, м/сек

Пункт наблюдений	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
МС Кулалы	4.9	5.1	5.5	5.4	4.8	4.6	4.1	4.3	4.6	5.0	5.2	4.8	4.9
МС Форт Шевченко	5.3	5.7	5.7	5.5	5.0	5.0	4.2	4.4	5.1	5.5	5.6	5.4	5.2

1.2.6. Неблагоприятные погодные явления

Территория размещения планируемых объектов в значительной степени подвержена влиянию различных неблагоприятных метеорологических явлений (табл. 1.2.7). Основными из них являются сильные ветры, пыльные бури, метели, и туманы. Ветры ураганного характера со скоростью выше 15 м/сек, наблюдающиеся на побережье, вызывают пыльные бури и метели зимой, которые при усилении ветра сопровождаются приземной поземкой, и как следствие с заносами и переметами на дорогах.

Горизонтальная видимость при пыльных бурях может ухудшиться до 200-250 м, на кратковременный период от 10-20 до 40-50 мин. Наибольшее число дней с метелью наблюдается в феврале.

Таблица 1.2.7 Число дней с неблагоприятными погодными явлениями

Показатель	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
МС Кулалы													
Пыльная буря			0,2										0,2
Метель	0,3	0,2											0,5
Гроза							0,1			0,2			0,3
Максимальная скорость ветра 15 м/с и выше	2	4	7	7	2	2	2	1	1	6	3	6	43
МС Форт-Шевченко													
Пыльная буря		0,1	0,8	0,3		0,1						0,5	1,8
Метель	0,4											0,1	0,5
Гроза						0,1	0,2	0,1	0,2				0,6
Максимальная скорость ветра 15 м/с и выше	5	5	8	6	2	2		1	1	8	5	8	51

Опасные гидрометеорологические факторы природного характера включают сильные ветры, охлаждение ветром, ураганы, шквалы, сильные волновые явления и сгонно-нагонные явления. Гидрометеорологические явления в Каспийском море считаются опасными, если они отвечают следующим критериям с точки зрения интенсивности проявления, продолжительности действия и локализации:

- сильный ветер (≥15 м/сек.);
- волны высотой 8 м и более;
- колебания уровня моря выше или ниже опасных уровней;
- раннее образование ледяного покрова или берегового припая;
- движение крупных образований льда;
- быстрое обледенение (≥0,7 см/час).

Штормы

Шторм – опасное природное явление, которое возникает вследствие одновременного действия различных гидрометеорологических факторов: сильного ветра, сильного

волнения, нагонов, обильных осадков, а зимой – сопровождаемых перемещением ледяного покрова, буранами и обледенением.

Минимальная повторяемость штормов имеет место летом и обычно не превышает 48 часов.

В теплые зимы сильные ветры способны вскрывать даже неподвижные льды, что может вызывать явления «ледового шторма», когда даже незначительные волны резко повышают кинетическую энергию ледяных полей. Ледовые штормы могут повреждать незащищенные сооружения, например, платформы и острова, находящиеся на небольшом удалении от берега.

1.3. ХАРАКТЕРИСТИКА ВОД КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Батиметрия

Месторождение Каламкас-море расположено в глубоководной части Северного Каспия. Глубины, замеренные в последние годы при мониторинге Каламкас-море, составляют 7,8-9,6 м.

Уровень моря

Фоновый уровень Каспийского моря подвержен значительным колебаниям. В прошлом столетии фоновый уровень моря почти до конца 1970-х годов в основном понижался. Общее непрерывное понижение уровня, наблюдавшееся в 1930-1977 гг., составило 3,2 м со средней интенсивностью 4 см в год (рис. 1.3.1).

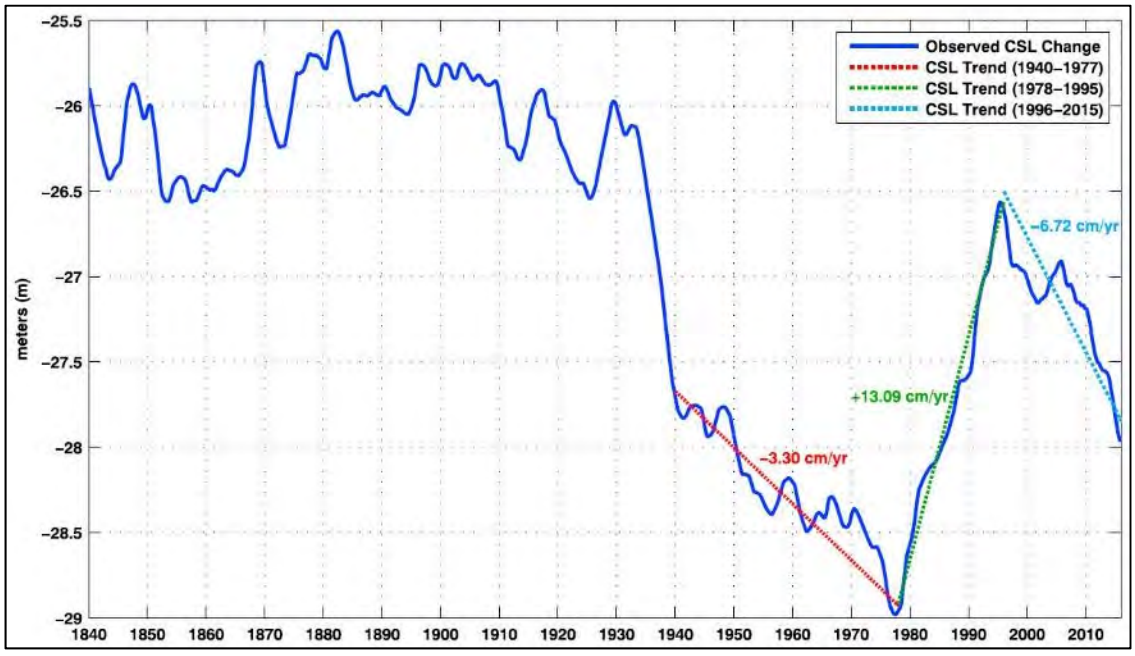


Рисунок 1.3.1. Наблюдаемые колебания уровня Каспийского моря (УКМ) с 1840 г.

Начиная с 1978 г., уровень моря стал резко повышаться, и в 1995 году его среднегодовая отметка достигла (-26,66) м.

Фоновые уровни Каспийского моря за период 2007-2020 годы по данным гидропостов Форт-Шевченко и о. Кулалы приведены в таблице 1.3.1.

Таблица 1.3.1 Динамика фоновых средних уровней Каспийского моря

Пункт наблюдения	Годы													
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Форт-Шевченко	-27,2	-27,2	-27,2	-27,2	-27,4	-27,5	-27,5	-27,7	-27,9	-27,9	-27,9	-28,0	-28,1	-28,2
О. Кулалы	-27,0	-27,0	-27,1	-27,4	-27,5	-27,6	-27,6	-27,7	-27,9	-28,0	-28,0	-28,0	-28,1	-28,1

Источник: *Генеральный каталог УКМ по данным КАСПКОМ*
http://www.caspcom.com/index.php?razd=sess&lang=1&sess=17&podsess=61

На рис. 1.3.2 представлен график изменений УКМ, начиная с 1992 до апреля 2023 гг. по данным Морской службы спутникового мониторинга Copernicus Marine Environment Monitoring Service (CMEMS). Рисунок опубликован на сайте https://dahiti.dgfi.tum.de/en/39/water-level-altimetry//, который отслеживает изменения уровней морей и океанов, включая Каспийское море, в режиме онлайн.

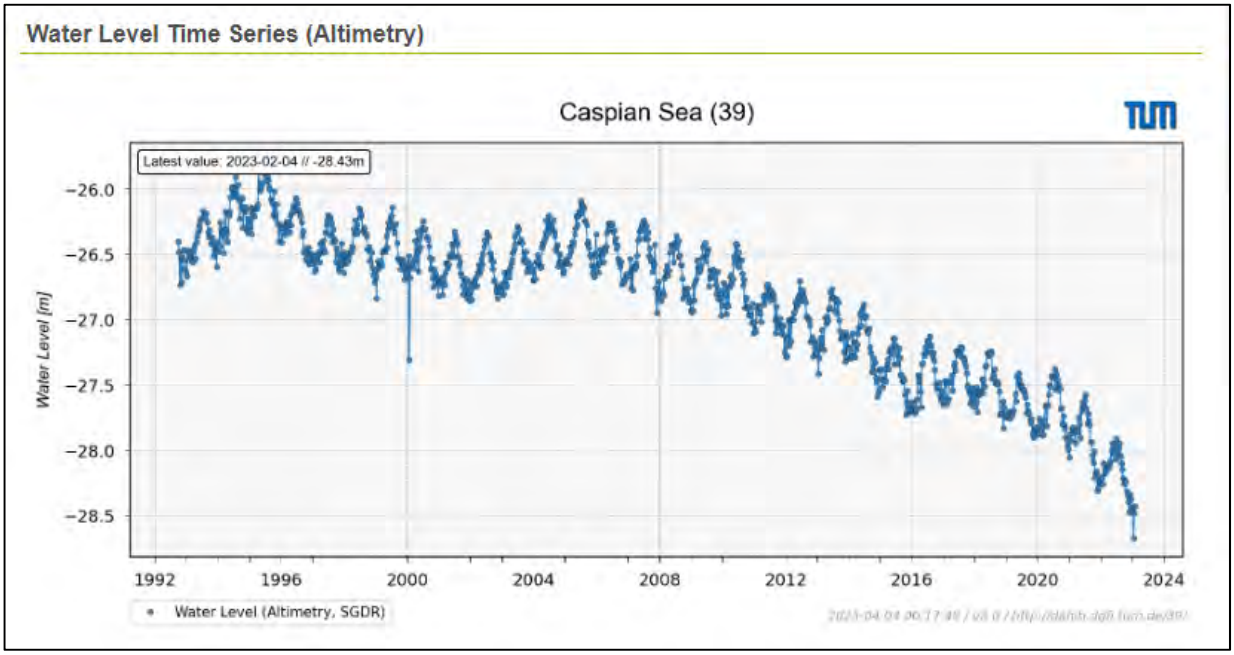


Рисунок 1.3.2. Многолетний ход уровня Каспийского моря

За указанный период среднее значение уровня моря соответствовало отметке минус 26,87 м, максимальное - минус 25,79 м, минимальное минус 28,67 м.

Для долгосрочного прогноза УКМ использован подход, основанный на модели водного баланса Каспийского моря. Эта модель включает соотношение между дождевым стоком с водосборного бассейна реки Волги и поверхностным испарением, при этом она использует результаты нескольких моделей глобальной циркуляции (МГЦ) атмосферы для оценки интенсивности испарения.

Прогнозные уровни воды соответствуют 25% вероятности не превышения среднего уровня Каспийского моря (СУКМ) и представлены в таблице 1.3.2. Эти уровни воды являются репрезентативными для среднегодового значения СУКМ.

Таблица 1.3.2 Прогнозные значения среднего уровня Каспийского моря на период с 2020 по 2065 год

Год	Средний УКМ, м	Год	Средний УКМ, м
2020	-28,34	2029	-29,07
2021	-28,43	2030	-29,15
2022	-28,51	2035	-29,57
2023	-28,59	2040	-30,04
2024	-28,68	2045	-30,55
2025	-28,76	2050	-31,11
2026	-28,84	2055	-31,69
2027	-28,91	2060	-32,25
2028	-28,99	2065	-32,74

Сгонно-нагонные колебания уровня моря

В пределах побережья изучаемой территории максимальная величина нагона составляет 0,85 м. Наибольшую повторяемость в районе исследований имеют нагоны в интервале 30-39 см (для случая нагона 63 %, для сгона – 89 %), а для нагонов и сгонов в интервале 40-49 см повторяемость соответственно 27 и 11 %. Около 2 % приходится на нагоны высотой 60 см и выше.

В среднем в месяц отмечается 3-4 нагона и 4-5 сгонов, поэтому 80-85 % времени года линия уреза воды неустойчива и постоянно мигрирует. При средних ветровых условиях, размах этой миграции составляет 3-5 км, в экстремальных – при сгоне величина осушки может достигать 8-12 км, а величина затопления суши – до 25-50 км.

При крупных нагонах в условиях крайне пологого побережья Северного Каспия происходит затопление водами моря полосы побережья шириной до 15-30 км от фонового уреза воды, тогда как более высокие уклоны прибрежной зоны Мангышлакской части Каспийского моря ограничивают дальность распространения нагонов до 1-3 км.

Частота появления наиболее крупных сгонно-нагонных колебаний уровня воды в разных частях моря различна. Поскольку Северный Каспий с декабря по март ежегодно покрыт льдом, то есть, несмотря на резкое преобладание сильных ветров в зимний период наибольшие величины нагонов внутри года отмечаются в основном весной и осенью, когда нет льда. В табл. 1.3.3 приведена повторяемость нагонов определенной величины, характерная для восточного побережья Северного Каспия.

Таблица 1.3.3 Число случаев N и повторяемость P (%) нагонов на побережье восточного побережья Северного Каспия

Интервал, см	Форт Шевченко	
	N	P
30-39	270	73.6
40-49	61	16.6
50-59	25	6.8
60-69	4	1.1
70-79	6	1.6
80-89	1	0.3
90-99	-	-

Продолжительность нагонов и сгонов изменяется в широких пределах – от нескольких часов до нескольких суток, а максимальная продолжительность достигает 6-8 суток. Сгоны и нагоны образуются через некоторое время (6-13 ч) после действия ветра.

Максимально возможная высота нагона у побережья п-ова Бузачи может составлять 2.1 м. Участок выхода морского трубопровода на побережье Бузачи находится в зоне со значительной опасностью сгонно-нагонных явлений.

Ледяной покров, если он мощный и неподвижный, существенно уменьшает величину нагонов за счет дополнительного трения. В среднем величина нагона при установлении прочного ледяного припая уменьшается не менее чем в 3-5 раз в зависимости от ширины припая и характеристик ветра.

Течения

Характер течений в значительной степени определяет пространственно-временные изменения солености и мутности воды, перенос и отложение наносов, формирование рельефа дна, перемещение планктона, особенности гидрохимического режима, процессы загрязнения.

Течения играют важную роль в гидрологическом режиме Северного Каспия. Они определяются ветром, стоком Волги и Урала, распределением плотности воды и зависят от глубины и рельефа дна, подводной растительности и конфигурации береговой черты. Речной сток и распределение плотности определяют стоковые постоянные течения, а воздействия ветра – ветровые и градиентные. Сравнение скоростей стоковых и ветровых течений показывает доминирующую роль последних в изменении гидрологических условий Северного Каспия.

У восточного побережья Северного Каспия преобладают течения с направлением на северо-запад и на юг, юго-запад. Непосредственно у берега, в период подъема уровня воды при нагоне, течение направлено к берегу на восток, а при спаде уровня после нагона – от берега на запад.

Средняя скорость течения для разных пунктов Северного Каспия равна 14.5-18.0 см/с, а ее обеспеченность составляет 45-47%.

Максимальная скорость течения по наблюдениям превышает значение средней скорости в 4.7 раза, скорость обеспеченности 1% – в 3.3 раза, а скорость обеспеченности 5% в 2.5 раза.

Ветровые волнения и процессы перемешивания

Каспийское море считается одним из неспокойных морей. При одних и тех же ветровых условиях в одном и том же районе можно встретить течения различных направлений и скоростей. У берегов и северной части моря волнение ограничено глубиной. Северный Каспий характеризуется отсутствием больших ветровых волн даже при высоких скоростях ветра, то есть, ветровое волнение в северной части моря существенно не развивается. Однако, характер берегов и подводного рельефа свидетельствует о высокой его динамической активности. Это является следствием влияния низкочастотных волновых колебаний (инфрагравитационных волн). Вертикальная стратификация вод на участке Каламкас-море представляет собой временное явление, наблюдаемое только в спокойных условиях. Ветровое перемешивание воды до дна наблюдается в течение периода, когда отсутствует ледовый покров.

Ледовый режим

Северный Каспий ежегодно покрывается льдом. В умеренные зимы первое появление льда отмечается на взморье р. Урала в середине ноября, затем лед появляется в северных и восточных прибрежных мелководьях, ограниченных трехметровой изобатой, а также в районе архипелага Тюленьих островов. В декабре лед появляется в северной части Уральской бороздины и у полуострова Тупкараган. В аномально холодные и теплые зимы сроки появления льда сдвигаются на несколько недель. После окончательного установления у побережья ледяного припая (неподвижного льда), его кромка в декабре-январе продвигается в море и максимального развития припай обычно достигает в феврале. В теплую зиму сохраняется обширная полынья над Уральской бороздиной, а кромка припая как бы охватывает изобату 5-6 м.

Ширина припая, толщина льда, величина площади акватории, покрытой льдом, определяется в Северном Каспии суровостью зимы. Рост толщины льда происходит неравномерно. Интенсивное нарастание толщины льда отмечается в первые две-три недели с момента льдообразования, когда толщина увеличивается на 10-15 см за декаду, а в дальнейшем нарастание льда замедляется. Максимальной толщины лед достигает в конце февраля – начале марта.

Весеннее разрушение припая начинается с появления талой воды на льду, образования сквозного водного заберега или обширной прибрежной полыньи шириной до 10-20 км.

Разрушение припая начинается в среднем в конце февраля – начале марта, припай превращается в плавучий лед.

Вероятность ледообразования в районе Тупкараганского залива – 75%, в районе Бузачи – 100%. Продолжительность ледового периода в районе Каламкас-море может достигать 143 дней.

1.4. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ

Месторождение Каламкас-море находится в Мангистауской области. Территория Мангистауской области составляет 165 642 км^2. Область представлена 3 городами, 59 селами в составе 5 районов, 34 сельскими администрациями.

Береговой технологический комплекс (БТК) планируется разместить на территории Тупкараганского района Мангистауской области. Территория района равна 8,5 тыс. км^2. В Тупкараганском районе (на начало 2023 г.) находится 1 город, 5 сел, 5 сельских администраций. Административный центр - город Форт-Шевченко.

1.4.1. Численность населения и демографическая обстановка

Численность населения Мангистауской области[1] на 1 января 2023г. составила 766,9 тыс. человек, в том числе городского – 346,9 тыс. человек (45,2%), сельского – 420,1 тыс. человек (54,8%). По сравнению с 1 январем 2022г. численность населения увеличилась на 21,0 тыс. человек или на 2,8%. Естественный прирост населения за этот период составил 18,5 тыс. человек.

В январе-декабре 2022 г. по сравнению с январем-декабрем 2021 г. число прибывших в Мангистаускую область увеличилось на 2,9%, выбывших из Мангистауской области на 2,7%.

Основной миграционный обмен по внешней миграции происходит с государствами СНГ. Доля прибывших из стран СНГ и выбывших в эти страны составила 96,3% и 90,5% соответственно.

По численности мигрантов, переезжающих в пределах области, сложилось отрицательное сальдо миграции на 653 человека.

В 2022 г. в Мангистауской области умерло 173 младенца в возрасте до 1 года. По сравнению с соответствующим периодом 2021 г. число умерших детей в возрасте до 1 года уменьшилось на 21%. В этом году коэффициент младенческой смертности составил 8,02 случаев на 1000 родившихся.

Основной причиной младенческой смертности являются состояния, возникающие в перинатальном периоде, от которых умерло 88 младенца или 51% от общего числа смертных случаев среди младенцев. Число умерших младенцев от врожденных аномалий составило 32 или 18,5%.

Численность населения Тупкараганского района на 1 января 2023г. составила 30,4 тыс. человек.

1.4.2. Социальная сфера

Социальное обеспечение

По состоянию на 2021г. количество больниц по области составило 17 ед., в г. Актау – 8 ед., в Тупкараганском районе – 1 ед. Количество больничных коек по области составляло

[1] *Сведения приведены по данным Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам РК, сайт www.stat.gov.kz.*

4200 ед. В 2022 году в Мангистауской области дополнительно были введены в эксплуатацию 3 поликлиники (ВА-1, центр ПМСП-2).

Количество дошкольных учреждений в Мангистауской области, включая миницентры, в этот же период составляло 314. Их посещало 38 тысяч детей. Количество школ в области – 155, рассчитанных на 156,6 тыс. мест. Другие образовательные учреждения представлены колледжами и вузами, число которых составило 27 и 2 единицы соответственно, в которых обучалось 20,1 тыс. студентов и 6,5 тыс. студентов соответственно.

В Тупкараганском районе количество дошкольных детских учреждений по состоянию на 2021г. было 22, рассчитанных на 2,1 тыс. детей. Количество школ – 10 на 8,8 тыс. мест. В районе имеется 1 колледж, в котором обучается 278 студентов.

Доходы и уровень жизни населения

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в IV квартале 2022 г. составили 215682 тенге. По сравнению с IV кварталом 2021 г. номинальный доход увеличился на 29,2%, реальный доход на 4,6%.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в I квартале 2023 г. составила 509818 тенге, прирост к I кварталу 2022 г. составил 22,5%. Индекс реальной заработной платы в I квартале 2023 г. составил 99,1%.

По данным выборочного обследования 536 домашних хозяйств в Мангистауской области в III квартале 2022 г. уровень жизни населения может быть охарактеризован следующими показателями:

- денежные доходы на душу населения – 251722 тенге, включая доходы от трудовой деятельности 81,7%, социальные трансферы – 15,7%, прочие доходы – 1,4%, материальная помощь – 1,2%;
- денежные расходы на душу населения – 206177 тенге, включая расходы на продовольственные товары – 55,3%, непродовольственные товары – 24,9%, платные услуги – 19,4%, помощь родственникам, знакомым, алименты – 0,3%, налоги, погашение кредита – 0,1%.

Численность наемных работников на предприятиях (организациях) в III квартале 2022 г. составила 166 тыс. человек, из них на крупных и средних предприятиях – 132,1 тыс. человек.

Численность безработных в I квартале 2023 г. составила **18029** человек. Уровень безработицы составил **5%** к численности рабочей силы. Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 мая 2023 г. составила **17477** человек, или **5%** к численности рабочей силы.

Цены и их динамика

Индекс потребительских цен в январе 2023 г. по сравнению с декабрем 2022 г. составил 100,9%. Цены увеличились на платные услуги на 0,8%, продовольственные товары – на 1,2%, непродовольственные товары – на 0,6%. Цены предприятий-производителей на промышленную продукцию в январе 2023 г. по сравнению с январем 2022 г. увеличились на 24,2%.

За этот же период повышение цен было отмечено на фрукты и овощи на 2,4%, табачные изделия – на 3,0%, крупы – на 1,6%, мясо, рыбу и морепродукты – по 0,5%.

Прирост цен на материалы для обслуживания и ремонта жилых помещений составил 1,1%, фармацевтическую продукцию, товары личного пользования – по 0,6%, одежду и обувь –

0,4%, бензин – 0,1. Прирост цен отмечен на амбулаторные услуги на 5,1%, услуги пассажирского транспорта – на 2,7%.

В сфере жилищно-коммунальных услуг увеличение тарифов отмечено на холодную воду на 0,8%.

Здоровье населения

Информация о состоянии здоровья населения Мангистауской области приводится по данным Департамента санитарно-эпидемиологического контроля Мангистауской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля МЗ РК.

В 2022 г. наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получили острые инфекции верхних дыхательных путей – 23181 случаев (в соответствующем периоде 2021 г. – 26237), туберкулез органов дыхания – 277 (271), другие кишечные инфекции – 53 (102), сифилис 45 (57), педикулез – 36 (45), чесотка – 42 (9), вирусные гепатиты – 9 (6). Число зарегистрированных случаев наиболее распространенных заболеваний приведено в таблице 1.4.1.

За период январь – декабрь 2022 г. подтверждено 5856 случая коронавирусной инфекции (COVID-2019) и 65 случаев бессимптомного инфицирования (COVID-2019).

За этот же период было зафиксировано 277 случаев туберкулеза органов дыхания.

Таблица 1.4.1 Число зарегистрированных случаев наиболее распространенных заболеваний

Наименование	январь-декабрь 2022 г.	декабрь 2022 г.	В процентах к соответствующему периоду прошлого года
Острая инфекция верхних дыхательных путей неуточненная			
всего	23 181	3 968	88,4
из них дети до14 лет	14 497	2 476	89,5
сельская местность	-	-	-
Ветряная оспа			
всего	2 537	104	в 2,1 раза
из них дети до14 лет	2 275	89	в 2,2 раза
сельская местность	-	-	-
Другие кишечные инфекции уточненные			
всего	53	2	50,4
из них дети до14 лет	4	-	6,2
сельская местность	-	-	-
Функциональная диарея			
всего	69	-	98,6
из них дети до 14 лет	40	-	65,6
сельская местность	-	-	-

Образование

На начало 2022/2023 учебного года в области функционировало 25 организаций технического и профессионального образования, из них 19 государственной собственности, 6 – частной собственности. Общая численность учащихся составила – 21441 чел., по сравнению с прошлым учебным годом численность учащихся увеличилась на 6,2%. По государственному образовательному заказу обучаются 14,5 тыс. человек, что составляет 67,5% от общей численности учащихся, платные образовательные услуги получают 6,9 тыс. человек или 32,5% учащихся. В организациях технического и профессионального образования области занято 1482 преподавателей и 211 мастеров производственного обучения.

На начало 2022/2023 учебного года по области количество высших учебных заведения составило – 1 ед. Численность студентов на начало учебного года составила – 6744 чел., 100% обучается по дневной форме обучения.

На начало 2022/2023 учебного года в ВУЗах области были заняты 342 преподавателей, из которых 96 человек (28%) имеют ученую степень доктора наук.

Количество учреждений по образованию за 2021 г. приведено в таблице 1.4.2.

Таблица 1.4.2 Количество учреждений образования и учащихся на 2021 г.

Наименование учреждения	Мангистауская область	Тупкараганский район
Дошкольные учреждения, ед.	314	22
Количество детей в дошкольных учреждениях, тыс. чел	37,5	2,1
Количество школ, ед.	155	10
Число учащихся в школах, тыс. чел.	156,6	8,8
Количество колледжей, ед.	27	1
Число учащихся в колледжах, тыс. чел.	20,1	0,27
Количество ВУЗов	2	-
Число учащихся в ВУЗах, тыс. чел.	6,5	-

Примечание: *Данные Бюро национальной статистики «Динамика основных показателей социально-экономического развития Мангистауской области и в разрезе районов за 1991-2021 гг.»*

1.4.3. Производственно-экономическая деятельность

Экономический потенциал

Приоритетными направлениями развития экономики Мангистауской области являются: нефтегазодобывающая, топливно-энергетическая, обрабатывающая, агропромышленная отрасли, производство стройматериалов.

Промышленность

Основное промышленное производство области базируется в г. Актау и Жанаозен, а также в Бейнеуском, Тупкараганском и Каракиянском районах, где сосредоточены крупные нефтяные предприятия, нефте- и газоперерабатывающие заводы, а также ремонтно-механические и судоремонтные предприятия.

Объем валового регионального продукта за январь-декабрь 2022 г. составил в текущих ценах 4052851,1 млн. тенге. По сравнению с соответствующим периодом 2021 г. реальный ВРП увеличился на 13,5%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 55%, услуг 36,1%.

Объем промышленного производства в январе-апреле 2023 г. составил 900649 млн. тенге в действующих ценах, что на 3,8% больше, чем в соответствующем периоде 2022г.

В горнодобывающей промышленности и разработке карьеров объемы производства выросли на 3,7%, в обрабатывающей промышленности – на 3,2%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом – на 5,7%, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений объемы уменьшились – на 0,1%.

Сельское хозяйство

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-апреле 2023 г. составил 7857,8 млн. тенге, что больше, к соответствующему году 2022 г. на 16,5%.

Улов рыбы и других морепродуктов составил 16 771,1 тонн. Общая площадь водного зеркала водоемов по выращиванию товарной рыба и рыбопосадочного материала равна 79,8 га.

Строительство

В январе-декабре 2022 г. объем строительных работ (услуг) составил 205519 млн. тенге.

Наибольший объем работ в январе-декабре 2022 г. выполнен на строительстве нежилых зданий, за исключением стационарных торговых объектов (39681 млн. тенге), строительстве нефтяных и газовых магистральных трубопроводов (25074 млн. тенге), строительстве прочих трубопроводов (22324 млн. тенге) и прочие строительно-монтажные работы, не включенные в другие группировки (27191 млн. тенге).

Объемы по сравнению с январем-декабрем 2021 г. увеличились по капитальному ремонту на 15,2%, уменьшился объем по текущему ремонту на 6,1% и по строительно-монтажным работам на 24,8% и составил 176362,5 млн. тенге.

В январе 2022 г. на строительство жилья направлено 2,3 млрд. тенге. В общем объеме инвестиций в основной капитал доля освоенных средств в жилищном строительстве составила 1,1%.

В январе-декабре 2022 г. было закончено строительство 2538 новых объектов, из которых 2375 жилого и 163 нежилого назначения.

Введены в эксплуатацию объекты социально-культурного назначения: общеобразовательных школ – 6 ед., дошкольных организаций – 5 ед., больниц – 1 ед.

В январе-декабре 2022 г. общая площадь введенных в эксплуатацию жилых домов составила 1047 тыс. кв. м, из них индивидуальными застройщиками 583 тыс. кв. м. Индекс физического объема введенного жилья к январю-декабрю 2022 г. составил 84,9%. Средние фактические затраты на строительство 1 кв. м жилья в домах, построенных индивидуальными застройщиками, составляют - 116,3 тыс. тенге. Динамика ввода в эксплуатацию жилых зданий в 2021-2022 гг. показана на рисунке 1.4.1.

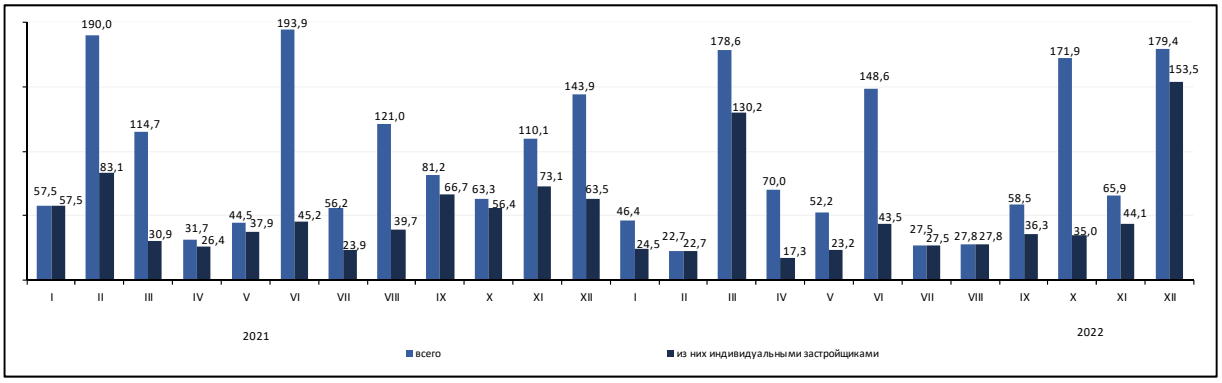


Рисунок 1.4.1. Динамика ввода в эксплуатацию жилых зданий в 2021-2022 гг., тыс. кв. метров общей площади

Торговля

Объем розничной торговли за январь-декабрь 2022 г. составил 315555,2 млн. тенге или 103,2% к уровню соответствующего периода 2021 г. Розничная реализация товаров торгующими предприятиями увеличилась на 6%, индивидуальными предпринимателями, в том числе торгующими на рынках уменьшилась в отчетном периоде на 4% по сравнению с январем-декабрем 2021 г.

Доля продовольственных товаров в общем объеме розничной торговли составляет 38,4%, непродовольственных товаров – 61,6%. Объем реализации продовольственных товаров по сравнению с январем-декабрем 2021 г. увеличился на 0,6%, непродовольственных товаров – увеличился на 4,5%.

Объем оптовой торговли за январь-декабрь 2022 г. составил 369761,1 млн. тенге или 147,2% к уровню соответствующего периода 2021 г. В структуре оптового товарооборота преобладают непродовольственные товары и продукция производственно-технического назначения (64,9%).

Инвестиции

Объем инвестиций в основной капитал в январе-декабре 2022 г. по сравнению с аналогичным периодом увеличился на 15,8% и составил 762203 млн. тенге.

Значительная доля инвестиций в основной капитал в январе-декабре 2022г. приходится на горнодобывающую промышленность и разработку карьеров (50,1%), операции с недвижимым имуществом (22,2%) и транспорт и складирование (9,9%).

Преобладающими источниками инвестиций в январе-декабре 2022 г. остаются собственные средства хозяйствующих субъектов, объем которых составил 692474 млн. тенге.

1.4.4. 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.

Месторождение Каламкас-море расположено в акватории Северного Каспия. Акватория восточной части Северного Каспия с дельтами рек Волги (в пределах Республики Казахстан) и Урала входит в государственную заповедную зону в северной части Каспийского моря (ЗРК «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года № 175-III (рисунок 1.4.2). Заповедная зона установлена для сохранения рыбных запасов, обеспечения оптимальных условий обитания и естественного воспроизводства осетровых и других ценных видов рыб (п. 1 ст. 73). Разведка и добыча углеводородного сырья должны проводиться в этой зоне с учетом ограничений режима осуществления деятельности, установленных главой 19 Экологического кодекса Республики Казахстан (ст. 274 ЭК).

По берегу Каспийского моря установлена водоохранная зона шириной 2 км от отметки среднемноголетнего уровня моря за последние десятилетия, равного минус 27 м.

В пределах государственной заповедной зоны в северной части Каспийского моря на основании функционального зонирования выделяются заповедные участки с полным запретом хозяйственной и иной деятельности и дополнительные временные ограничения на проведение отдельных видов работ.

Согласно Экологическому кодексу (ст. 269), в период с 1 апреля по 15 июля в целях сохранения птиц в местах гнездования (тростниковых зарослях, песчаных прибрежных косах и островах) запрещается проведение строительных и геофизических работ, а также испытание скважин (п. 3); для сохранения популяций тюленя проведение морских операций с октября по май должно осуществляться на расстоянии не ближе 1 морской мили от мест их концентрации (п. 5). Учитывая смену лежбищ, должны быть приняты все возможные меры для выявления мест концентрации тюленей. Кроме того, запрещается пролет воздушного транспорта над установленными местами обитания и размножения птиц и тюленей на высоте ниже 1 километра.

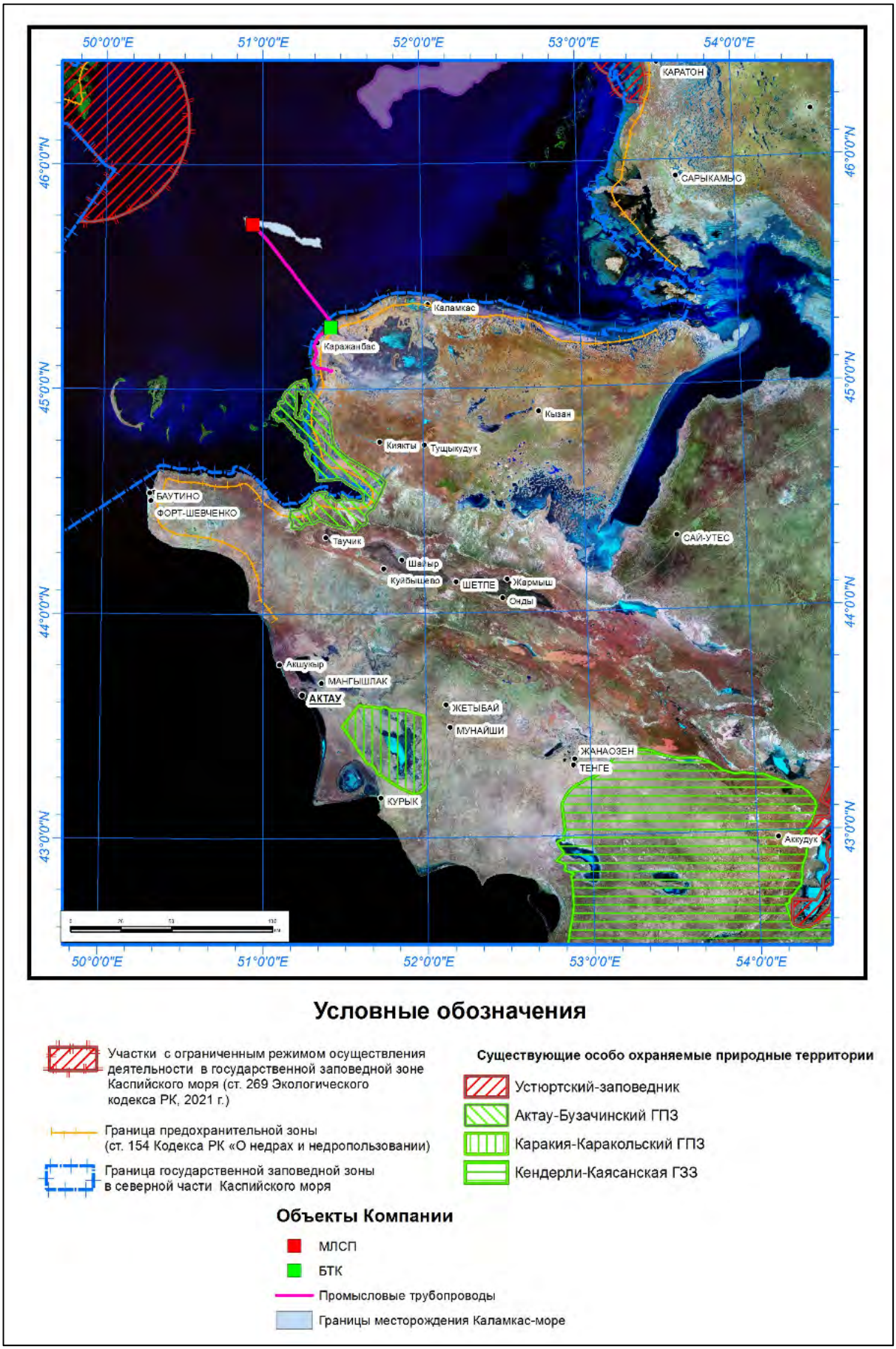


Рисунок 1.4.2. Обзорная схема расположения ООПТ

На территории Мангистауской области имеется несколько ООПТ (рисунок 1.4.2), созданных Постановлениями Правительства Республики Казахстан:

1. Устюртский государственный природный заповедник.
2. Актау-Бузачинский государственный природный зоологический заказник республиканского значения.
3. Каракия-Каракольский государственный природный зоологический заказник республиканского значения.
4. Кендерли-Каракиянская государственная заповедная зона.
5. Мангышлакский экспериментальный ботанический сад-филиал РГКП «Институт ботаники и фитоинтродукции» Министерства образования и науки РК.

Актау-Бузачинский государственный природный зоологический заказник республиканского значения впервые создан на площади 170 тыс. га постановлением Совета Министров КазССР от 12.12.1982 г. № 500, после ликвидации вновь был организован постановлением Правительства РК от 27.07.2001 г. № 877 со статусом заказника республиканского значения.

Заказник расположен на юго-западной оконечности полуострова Бузачи и в западной части хребта Северный Актау с прилежащей к нему с севера приморской равниной по обе стороны залива Каспийского моря Кошак.

Класс пресмыкающихся представлен здесь 15 видами, в том числе ядовитые - стрела-змея и щитомордник.

Есть дрофы-джек и восточный стрепет; большой до 18 видов, отряд куликов, в том числе Сибирский большой кроншнеп, Северный вальдшнеп, бекас и дупель.

Отряд гусиных насчитывает 26 названий – лебедь-шипун, лебедь-кликун, казарка, шилохвость, кряква, широконоска, черный турнеп, длинноносый крохаль и другие.

Более 30 хищных птиц – орлан-белохвост, стервятник, черный гриф, орел-могильник и другие.

Водоплавающие, исключая некоторых куликов и чаек, у побережья Каспийского моря и на заливе Кочак останавливаются временно, на перелете, некоторые из них задерживаются при этом весной и осенью на продолжительное время – до месяца и более (фламинго, лебеди, утки, цапли).

Повсеместно распространен заяц-песчаник. Численность песчаника подвергается резким колебаниям и находится, в основном, в обратной зависимости от численности лисиц и корсаков.

На территории заказника обитает около 200 лис и столько же корсаков. Очень редко встречаются хищники из семейства куньих – перевязка и ласка. Заметную численность имеет степной хорь. Волков здесь насчитывается до 50. И их численность превышает ту норму, которая для этого района необходима.

Из кошачьих наиболее распространена пятнистая кошка. Изредка встречаются барханная кошка, манул. Есть свидетельства очевидцев о встрече с редким животным, занесенным в Международную Красную Книгу – каракалом.

Территория заповедника часто посещается сайгаками. И, пожалуй, главным богатством заказника являются джейран и муфлон. Джейран держится в основном на полуострове Бузачи, в труднодоступных сорах, а муфлон обитает исключительно по хребту Северного Актау.

Многие обитатели заказника занесены в Красные книги Республики Казахстан (2010 г.) и Международную. Перечень редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных уточнен в соответствии с Постановлением Правительства Республики Казахстан от 31 октября 2006 года № 1034 (таблица 1.4.3).

Таблица 1.4.3 Виды, занесенные в Красную книгу РК и Международную Красную книгу (МСОП)

Вид	Латинское название	Красная книга РК	МСОП Категория
Млекопитающие			
Перевязка	*Vormela peregusna*	+	Vulnerable
Барханный кот	*Felis margarita*	+	
Манул	*Felis manul*	+	
Каракал	*Lynx caracal*	+	
Джейран	*Gazella subgutturosa*	+	Vulnerable
Устюртский горный баран	*Ovis vignei arkal*	+	
Туркменский кулан	*Equus hemionus onager*	+	Near Threatened
Птицы			
Розовый пеликан	*Pelekanus onocrotalus*	+	Least Concern
Кудрявый пеликан	*Pelecanus crispus*	+	Vulnerable
Малая белая цапля	*Egretta garzetta*	+	Least Concern
Желтая цапля	*Ardeola ralloides*	+	Least Concern
Фламинго	*Phoenicopterus roseus*	+	Least Concern
Колпица	*Platalea leucorodia*	+	Least Concern
Каравайка	*Plegadis falcinellus*	+	Least Concern
Лебедь-кликун	*Cygnus cygnus*	+	Least Concern
Малый лебедь	*Cygnus bewickii*	+	-
Джек	*Chlamydotis undulata*	+	Vulnerable
Чернобрюхий рябок	*Pterocles orientalis*	+	Least Concern
Саджа	*Syrrhaptes paradoxus*	+	Least Concern
Орлан-белохвост	*Haliaeetus albicilla*	+	Least Concern
Черноголовый хохотун	*L. ichthyaetus*	+	Least Concern
Степной орел	*Aquila nipalensis*	+	Least Concern
Беркут	*Aquila chrysaetos*	+	Least Concern
Змееяд	*Circaetus gallicus*	+	Least Concern
Могильник	*Aquila heliaca*	+	Vulnerable
Орлан-долгохвост	*Haliaeetus leucoryphus*	+	Vulnerable
Стервятник	*Neophron percnopterus*	+	Endangered
Балобан	*Falco cherrug*	+	Endangered
Пресмыкающиеся			
Четырёхполосый полоз	*Elaphe quatuorlineata*	+	Near Threatened
Круглоротые			
Каспийская минога	*Caspiomyzon wagneri*	+	
Рыбы			
Волжская многотычинковая сельдь	*Alosa kessleri volgensis*	+	Least Concern
Каспийский лосось	*Salmo trutta caspius*	+	Least Concern
Белорыбица	*Stenodus leucichthys leucichthys*	+	
Шип	*Acipenser nudiventris*		Critically Endangered

Согласно ст. 69 П.3 Закона РК «Об особо охраняемых природных территориях» государственные природные заказники могут использоваться в научных, эколого-просветительных, туристских, рекреационных и ограниченных хозяйственных целях. Собственники земельных участков и землепользователи вправе осуществлять хозяйственную деятельность в государственных природных заказниках с соблюдением установленных ограничений.

Устюртский государственный природный заповедник образован на площади 223,3 тыс. га постановлением Совета Министров КазССР от 12 июля 1984 г. № 294 на территории

Каракиянского района Мангистауской области. В соответствии с природоохранным законодательством РК, режим государственного заповедника предусматривает изъятие территории у землепользователей, введение заповедного режима с полным запретом хозяйственной деятельности, возможность использования территории в научных, культурно-просветительных, учебных и туристических целях. Государственный заповедник является юридическим лицом в форме государственного учреждения.

Основная задача Устюртского государственного природного заповедника – сохранение в естественном состоянии природных комплексов северных пустынь плато Устюрт, в том числе редких видов флоры и фауны. В заповеднике запрещается любая хозяйственная деятельность, за исключением научных, учебных, культурно-просветительных и туристических мероприятий в установленном порядке.

Каракия-Каракольский государственный природный заказник республиканского значения создан на площади 137,5 тыс. га постановлением Совета Министров КазССР от 13.03.1986 г. № 96, после ликвидации заново был организован постановлением Правительства РК от 27.07.2001 г. № 877 со статусом заказника республиканского значения. Заказники расположены в Тупкараганском и Каракиянском районах Мангистауской области без изъятия земель у землепользователей.

Основное предназначение заказников – охрана и восстановление редких и исчезающих видов животных, как устюртский муфлон, джейран, каракал, манул, джек и др. Заказной режим охраны заказников предусматривает ограничение хозяйственной деятельности, негативно влияющей на состояние животного мира. В последнее время не отмечены завезенные в 90-е годы в Актау-Бузачинский заказник туркменские куланы. Территория заказников используется для выпаса скота.

Кендерли-Каясанская государственная заповедная зона создана на площади 1231 тыс. га постановлением Правительства РК от 25.04.2001 г. № 382. Зона расположена в Каракиянском районе Мангистауской области без изъятия земель у землепользователей. Основная задача зоны заключается в восстановлении редких и исчезающих птиц, прежде всего сокола-балобана и джека, а также их пустынных мест обитания. Создание зоны обусловлено как в связи с повсеместным сокращением численности балобана и джека, так и с организацией трофейной охоты на джека, прежде всего для охотников с Ближнего Востока.

Мангышлакский экспериментальный ботанический сад создан постановлением Совета Министров КазССР от 9.03.1971 г. № 129 на площади 39 га в г. Шевченко (ныне г. Актау). Государственный ботанический сад является юридическим лицом в форме государственного учреждения. Основная задача Мангышлакского ботанического сада – озеленение населенных пунктов г. Актау, подбор, интродукция и акклиматизация растений в условиях засушливого климата Мангистауской области. Режим ботанического сада предусматривает охрану, воспроизводство и использование растительного мира, а также использование территории в научных, учебных и культурно–просветительных целях. В настоящее время ботанический сад имеет коллекцию древесных растений и кустарников, в том числе редкие и исчезающие виды.

Археология и культурное наследие

К настоящему времени в Мангистауской области выявлено большое количество ценных архитектурных сооружений и других памятников истории и культуры: Некрополи – IV-XX в.в., мечети – IX-XVI в.в., мавзолеи XVI-XX в.в., напоминающие потомкам о величии духовного наследия предков.

На территории области расположено 20 памятников истории и культуры республиканского значения (4 – градостроительства и архитектуры, 16 – ансамбли и комплексы).

В области больше всего памятников культовой (мусульманской) архитектуры прошлых веков, в основном древние некрополи, подземные мечети, саганатамы, койтасы, кулпытасы, сандыктасы. Все эти памятники отличаются большим разнообразием форм и мотивов декоративной отделки.

Подземная мечеть Бекет-ата – культово-мемориальный памятник XVII века, расположен в Каракиянском районе, в местности Огланды в районе западного чинка Устюрта. Мечеть вырублена в скале, состоит из пяти округлых в плане камер. В куполе северного помещения имеются световые отверстия.

Некрополь и подземная мечеть Шопан-Ата – один из крупнейших и древнейших погребально-культовых комплексов в Казахстане. Памятник представляет из себя вырубленную в массиве скалы мечеть. Помимо мечети некрополь Шопан-ата состоит из многочисленных сооружений. Древнейшие из них – это надгробные памятники кыпчаков предположительно X-XIV веков. Большинство памятников комплекса составляют погребальные сооружения: стены-кулыптасы, койтасы, ограды и мавзолеи без купола.

В Тупкараганском районе в 20-30 км на северо-запад от села Таучик расположены подземная мечеть Шакпак-ата (IX-X века) и некрополь Карамола XII-XV веков. В 25 км на восток от г. Форт-Шевченко находится некрополь Бесинбай XVII-XIX веков. Основную часть составляют мазары с оригинальными угловыми навершиями и хорошо сохранившимся красочным декором.

В Мангистауской области обнаружены археологические находки V-VII веков. Значимым археологическим открытием последних десятилетий является «Алтынказган», здесь найдены изделия из бронзы – зеркало, наконечники стрел, серебряные пряжки с янтарем эпохи Великого переселения народов и развития торговых связей между Азией и Европой.

В соответствии с Законом «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия», при освоении территорий до отвода земельных участков, должны производиться археологические работы по выявлению объектов историко-культурного наследия.

Запрещается проведение работ, которые могут создавать угрозу существованию объектов историко-культурного наследия.

РАЗДЕЛ 2. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Разработка месторождения Каламкас-море намечается с целью извлечения нефти из недр с применением для конкретных условий технологий и техники добычи с соблюдением требований рационального недропользования.

Разработка месторождения позволит сделать определенные выводы и принять оптимальные решения на следующих этапах полномасштабного освоения месторождений на контрактной территории.

Планируемый срок эксплуатации месторождения – 50 лет.

2.1. РАССМОТРЕННЫЕ ВАРИАНТЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Рассмотренные варианты разработки предполагают разработку только Западного поднятия (объекты I и II) месторождения Каламкас-море.

Компанией рассмотрены три варианта разработки месторождения Каламкас-море, отличающихся количеством скважин к бурению, режимом разработки (естественное истощение или поддержание пластового давления - ППД), видом рабочего агента закачки.

С целью максимального вытеснения нефти от краевой части залежей к зоне отбора, рассмотрены варианты с применением системы (ППД) с размещением нагнетательных скважин в законтурно-приконтурной области. В качестве источника воды планируется применять попутно-пластовую воду и воду с альб-сеноманских отложений.

С целью утилизации попутно-добываемого газа рассмотрены варианты с обратной закачкой газа в газовую шапку объекта I, в качестве объекта временного хранения попутного газа и вариант экспорта (монетизация) всего газа, за исключением объемов для собственных нужд.

Для разработки месторождения, по всем вариантам, будет использована морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) с буровой установкой и жилым модулем, предназначенная для размещения устьев добывающих, газо- и водонагнетательных скважин, а также сбора пластовой продукции и транспорта посредством промыслового многофазного трубопровода, проложенного по дну моря, на береговой технологический комплекс (БТК). На МЛСП предусмотрен прием и распределение воды для ППД, а также утилизация попутного газа от БТК в газовую шапку месторождения.

Схема планируемого расположения основных объектов месторождения Каламкас-море приведена на рис. 2.1.1.

По всем вариантам предусмотрена «полка» добычи нефти, рассчитанная с учетом оптимизированной рациональной системы разработки и составляющая 12 720 м^3/сут или 4000 (±2÷5%) тыс.т/год. Бурение скважин в продуктивной части пластов предполагается с горизонтальным многоствольным заканчиванием. Более детально все технические и технологические аспекты будут рассмотрены в соответствующих технических проектных документах на обустройство месторождения и строительство скважин. Расчетный период по всем вариантам составил 50 лет, с 2029 по 2079 годы.

В качестве основного (рекомендуемого) варианта разработки месторождения Каламкас-море выбран вариант 2, в качестве альтернативного – варианты 1 и 3.

Рисунок 2.1.1. Схема расположения основных объектов месторождения

Вариант 1 (естественное истощение)

Предусматривает эксплуатацию двух объектов разработки Западного блока, где на I объект запланированы две добывающие горизонтальные скважины для пилотной добычи нефти и доизучения нефтяной оторочки горизонтов Ю-II-III-1 и применением технологии обратной закачки газа в газовую шапку объекта при помощи двух нагнетательных скважин. Для II объекта запланировано бурение индивидуальной сетки многоствольных горизонтальных скважин в количестве 14 единиц с использованием устройств контроля притока флюида. Разработка залежей планируется на естественном режиме истощения пластовой энергии.

Общее количество скважин 18 единиц, из них 16 добывающих и 2 газонагнетательных.

Вариант 2 (рекомендуемый)

Предусматривает разработку объекта I аналогично варианту 1 (2 добывающие и 2 нагнетательные скважины). Для второго объекта также как в первом варианте, предусмотрено бурение индивидуальной сетки многоствольных горизонтальных скважин в количестве 14 единиц и дополнительно с целью ППД предусмотрена организация законтурно-приконтурного заводнения, путем бурения 6 водонагнетательных скважин с избирательной системой размещения.

Общее количество скважин 24 единиц, из них 16 добывающих, 2 газонагнетательных и 6 водонагнетательных.

Вариант 3 (система ППД)

Данный вариант предусматривает экспорт всего попутно-добываемого газа на объекты третьей стороны. В связи с этим, отличительным решением является отказ от бурения двух газонагнетательных скважин и соответственно прокладки трубопровода с объекта подготовки газа до месторождения.

Общее количество скважин 22 единицы, из них 16 добывающих и 6 водонагнетательных.

Темп и порядок ввода скважин в эксплуатацию по вариантам приведены в таблице 2.1.1. Основные положения расчетных вариантов разработки представлены в таблице 2.1.2.

Таблица 2.1.1 Темп и порядок ввода проектных скважин по вариантам разработки

Годы	Количество скважин, ед.								
	Вариант 1			Вариант 2			Вариант 3		
	доб.	в/наг.	г/наг.	доб.	в/наг.	г/наг.	доб.	в/наг.	г/наг.
2029	5	-	1	4	1	1	5	1	-
2030	4	-	-	4	1	-	4	1	-
2031	5		1	3	2	1	3	2	-
2032	2	-	-	3	2	-	3	2	-
2033	-	-	-	2	-	-	1	-	-
всего	16	0	2	16	6	2	16	6	0
	18			24			22		

Таблица 2.1.2 Характеристика вариантов разработки

Варианты разработки	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
	Освоение м/р Каламкас-море		
Основной объект разработки	Объект II		
Возвратный объект / объект доизучения	Объект I		
Способ утилизации попутного газа	Топливные нужды		
	Обратная закачка попутного газа в газовую шапку объекта I (Ю-II – Ю-III-1)		Экспорт всего попутного газа
Режим разработки	естественное истощение	с ППД - законтур./приконт. заводнение	

Варианты разработки	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
	Освоение м/р Каламкас-море		
Система и принцип размещения скважин	Неравномерная сетка горизонтальных скважин		
Направление добывающих скважин	Горизонтальные		
Общее кол-во скв., ед.	16 доб. + 2 г/нагн.	16доб. + 6 в/наг. + 2 г/нагн.	16 доб. + 6 в/нагн.
Способ эксплуатации пластов	Фонтанная/ механизированная добыча с применением ЭЦН		
Ограничения	По добывающим скважинам: Ру>1,5 МПа, Рзаб≤Рнас По водонагнетательным скважинам: Ру<15 МПа, По всем нагнетательным скважинам: $P_{заб}<P_{разрыва}$ покрышки		
Подготовка и транспорт нефти	Полная стабилизация нефти; трубопровод на береговой технологический комплекс п-ва Бузачи		
«Полка» добычи нефти и ее продолжительность, годы	4000 (±2÷5%) тыс.т/год / 12720 м^3/сут		
	-	2032-2034	2032-2034
Расчетный период разработки, годы	2029 - 2079		

2.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

Вариант 1

Максимальная добыча нефти ожидается в 2032 г. на уровне 3513,0 тыс.т/год. Ввод скважин в эксплуатацию (добывающие+нагнетательные) предполагается в течение 4-х лет: 6 скважин – в 2029 г., 4 – в 2030 г., 6 – в 2031 г., 2 – в 2032 г.

Технологические показатели по 1 варианту разработки месторождения Каламкас-море приведены в таблицах 2.2.1-2.2.2.

Таблица 2.2.1 Характеристика основного фонда в целом по месторождению. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения				Фонд скважин с нач. разр., ед.	Фонд добывающих скважин на конец года	Фонд газонагнетательных скважин	Фонд водонагнетательных скважин	Среднегодовой дебит 1 скважины		
	всего, ед.	добыв., ед.	водонагн.ед	газонагнет., ед.					нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, тыс м^3/сут
2029	6	5	0	1	6	5	1	0	1048,2	1056,7	88,4
2030	4	4	0	0	10	9	1	0	912,0	1010,5	84,8
2031	6	5	0	1	16	14	2	0	681,1	870,9	75,2
2032	2	2	0	0	18	16	2	0	633,2	897,9	81,4
2033	0	0	0	0	18	16	2	0	551,6	906,2	76,4
2034	0	0	0	0	18	14	2	0	539,1	1029,2	75,3
2035	0	0	0	0	18	14	2	0	471,4	1028,3	75,8
2036	0	0	0	0	18	14	2	0	424,0	1023,2	78,7
2037	0	0	0	0	18	14	2	0	381,6	1017,3	80,1
2038	0	0	0	0	18	14	2	0	344,0	1013,0	82,2
2039	0	0	0	0	18	14	2	0	314,2	1011,1	83,1
2040	0	0	0	0	18	14	2	0	290,0	1011,8	83,5
2041	0	0	0	0	18	14	2	0	269,2	1007,8	83,4
2042	0	0	0	0	18	14	2	0	252,4	1006,7	83,2
2043	0	0	0	0	18	14	2	0	236,8	1005,3	83,1
2044	0	0	0	0	18	14	2	0	223,6	1007,1	83,1
2045	0	0	0	0	18	14	2	0	209,9	1003,5	82,5
2046	0	0	0	0	18	14	2	0	197,1	1002,2	82,1
2047	0	0	0	0	18	14	2	0	186,2	1001,8	81,6
2048	0	0	0	0	18	14	2	0	177,2	1004,5	81,5
2049	0	0	0	0	18	14	2	0	167,1	998,7	81,2
2050	0	0	0	0	18	14	2	0	157,8	970,0	80,8
2051	0	0	0	0	18	13	2	0	155,3	877,7	86,1
2052	0	0	0	0	18	13	2	0	148,4	871,6	85,9
2053	0	0	0	0	18	13	2	0	141,5	870,1	85,2

Годы	Ввод скважин из бурения				Фонд скважин с нач. разр., ед.	Фонд добывающих скважин на конец года	Фонд газонагнетательных скважин	Фонд водонагнетательных скважин	Среднегодовой дебит 1 скважины		
	всего, ед.	добыв., ед.	водонагн.ед	газонагнет., ед.					нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, тыс м^3/сут
2054	0	0	0	0	18	13	2	0	135,4	870,4	84,9
2055	0	0	0	0	18	13	2	0	128,8	840,4	84,3
2056	0	0	0	0	18	13	2	0	120,4	730,2	83,8
2057	0	0	0	0	18	13	2	0	115,0	709,3	83,0
2058	0	0	0	0	18	13	2	0	110,9	704,6	82,5
2059	0	0	0	0	18	13	2	0	105,9	678,7	81,9
2060	0	0	0	0	18	13	2	0	102,6	680,7	81,6
2061	0	0	0	0	18	13	2	0	98,7	679,0	80,9
2062	0	0	0	0	18	13	2	0	95,7	676,5	80,5
2063	0	0	0	0	18	13	2	0	93,1	676,7	80,0
2064	0	0	0	0	18	13	2	0	89,1	637,4	79,6
2065	0	0	0	0	18	12	2	0	89,8	583,4	85,0
2066	0	0	0	0	18	12	2	0	85,6	515,9	84,2
2067	0	0	0	0	18	12	2	0	83,5	518,1	83,6
2068	0	0	0	0	18	12	2	0	81,4	520,2	83,2
2069	0	0	0	0	18	12	2	0	79,0	519,0	82,3
2070	0	0	0	0	18	11	2	0	83,7	456,6	89,1
2071	0	0	0	0	18	11	2	0	82,6	449,7	88,5
2072	0	0	0	0	18	11	2	0	80,7	451,8	88,0
2073	0	0	0	0	18	11	2	0	78,4	451,1	86,9
2074	0	0	0	0	18	11	2	0	76,3	451,6	86,0
2075	0	0	0	0	18	11	2	0	74,4	451,7	85,2
2076	0	0	0	0	18	11	2	0	72,6	453,0	84,8
2077	0	0	0	0	18	11	2	0	70,5	451,9	83,8
2078	0	0	0	0	18	11	2	0	68,5	452,1	83,1
2079	0	0	0	0	18	11	2	0	65,7	359,6	82,2

Таблица 2.2.2 Характеристика основных технологических показателей разработки в целом месторождения. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Накоп. добыча нефти, тыс.т	Годовая добыча воды, тыс.т	Накопленная добыча воды тыс.т	Закачка рабочих агентов (вода), тыс.м^3		Закачка рабочих агентов (газ), млн.м^3		Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
					годовая закачка воды	накоп закачка воды	годовая закачка газа	накоп закачка газа	годовая	накопл.
2029	921,1	921,1	7,47	7,5	0,0	0,0	51,5	51,5	77,7	77,7
2030	2846,2	3767,3	307,28	314,7	0,0	0,0	212,9	264,3	264,6	342,2
2031	3306,5	7073,9	921,1	1235,8	0,0	0,0	313,6	577,9	365,2	707,5
2032	3513,0	10586,9	1468,5	2704,4	0,0	0,0	399,9	977,8	451,7	1159,2
2033	3060,5	13647,4	1967,3	4671,7	0,0	0,0	372,1	1349,9	423,8	1583,0
2034	2617,1	16264,5	2379,3	7051,0	0,0	0,0	314,0	1663,9	365,7	1948,6
2035	2288,6	18553,1	2703,2	9754,2	0,0	0,0	316,1	1980,0	367,8	2316,4
2036	2058,5	20611,6	2908,5	12662,7	0,0	0,0	330,1	2310,1	381,9	2698,3
2037	1852,4	22464,0	3086,0	15748,7	0,0	0,0	337,3	2647,4	388,9	3087,3
2038	1670,1	24134,0	3247,7	18996,4	0,0	0,0	347,4	2994,8	399,0	3486,3
2039	1525,2	25659,2	3383,0	22379,3	0,0	0,0	351,7	3346,5	403,4	3889,7
2040	1407,9	27067,1	3503,8	25883,1	0,0	0,0	353,7	3700,1	405,5	4295,2
2041	1307,0	28374,2	3585,1	29468,3	0,0	0,0	353,0	4053,2	404,7	4699,9
2042	1225,2	29599,4	3661,7	33130,0	0,0	0,0	352,2	4405,4	403,9	5103,8
2043	1149,8	30749,1	3730,6	36860,6	0,0	0,0	351,8	4757,2	403,5	5507,3
2044	1085,6	31834,7	3803,3	40663,9	0,0	0,0	351,8	5109,0	403,6	5910,9
2045	1018,7	32853,4	3852,7	44516,5	0,0	0,0	348,7	5457,7	400,3	6311,2
2046	956,7	33810,1	3908,7	48425,2	0,0	0,0	347,0	5804,7	398,7	6710,0
2047	904,1	34714,2	3959,2	52384,4	0,0	0,0	344,7	6149,3	396,3	7106,3
2048	860,3	35574,5	4016,1	56400,5	0,0	0,0	343,9	6493,3	395,8	7502,1
2049	811,3	36385,8	4036,8	60437,3	0,0	0,0	342,5	6835,8	394,2	7896,3

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Накоп. добыча нефти, тыс.т	Годовая добыча воды, тыс.т	Накопленная добыча воды тыс.т	Закачка рабочих агентов (вода), тыс.м^3		Закачка рабочих агентов (газ), млн.м^3		Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
					годовая закачка воды	накоп закачка воды	годовая закачка газа	накоп закачка газа	годовая	накопл.
2050	766,1	37152,0	3942,5	64379,9	0,0	0,0	340,6	7176,4	392,2	8288,5
2051	700,0	37852,0	3256,6	67636,4	0,0	0,0	336,4	7512,7	388,0	8676,5
2052	668,9	38520,9	3260,0	70896,4	0,0	0,0	335,2	7848,0	387,1	9063,6
2053	637,9	39158,8	3284,1	74180,5	0,0	0,0	332,5	8180,5	384,2	9447,8
2054	610,3	39769,1	3313,2	77493,8	0,0	0,0	330,9	8511,4	382,6	9830,4
2055	580,7	40349,9	3207,6	80701,4	0,0	0,0	328,5	8839,9	380,2	10210,6
2056	542,8	40892,6	2748,8	83450,1	0,0	0,0	325,9	9165,8	377,7	10588,3
2057	518,3	41410,9	2679,2	86129,3	0,0	0,0	322,5	9488,2	374,1	10962,4
2058	499,8	41910,7	2676,4	88805,8	0,0	0,0	320,3	9808,5	371,9	11334,3
2059	477,2	42387,9	2582,0	91387,8	0,0	0,0	317,6	10126,1	369,3	11703,6
2060	462,3	42850,2	2606,2	93994,0	0,0	0,0	316,2	10442,3	368,0	12071,6
2061	445,1	43295,4	2615,7	96609,6	0,0	0,0	313,1	10755,4	364,8	12436,4
2062	431,3	43726,7	2618,3	99228,0	0,0	0,0	311,0	11066,4	362,7	12799,1
2063	419,8	44146,4	2630,8	101858,8	0,0	0,0	309,0	11375,4	360,6	13159,7
2064	401,4	44547,9	2471,6	104330,4	0,0	0,0	306,8	11682,2	358,7	13518,4
2065	373,6	44921,5	2054,1	106384,4	0,0	0,0	302,0	11984,2	353,7	13872,1
2066	356,2	45277,7	1790,5	108174,9	0,0	0,0	298,8	12283,1	350,5	14222,6
2067	347,5	45625,2	1808,5	109983,4	0,0	0,0	296,2	12579,3	347,9	14570,5
2068	338,8	45964,0	1825,8	111809,2	0,0	0,0	294,3	12873,6	346,1	14916,6
2069	328,5	46292,5	1830,9	113640,1	0,0	0,0	290,8	13164,4	342,5	15259,1
2070	319,1	46611,6	1422,4	115062,5	0,0	0,0	288,3	13452,8	340,0	15599,2
2071	315,0	46926,5	1400,2	116462,7	0,0	0,0	286,1	13738,8	337,7	15936,9
2072	307,9	47234,4	1415,2	117877,9	0,0	0,0	284,0	14022,8	335,8	16272,7
2073	299,0	47533,4	1421,5	119299,4	0,0	0,0	280,0	14302,7	331,6	16604,3
2074	291,2	47824,6	1431,4	120730,8	0,0	0,0	276,3	14579,0	327,9	16932,2
2075	283,6	48108,2	1439,1	122169,9	0,0	0,0	273,4	14852,4	325,1	17257,3
2076	277,0	48385,2	1450,8	123620,7	0,0	0,0	271,5	15123,9	323,3	17580,7
2077	268,7	48653,9	1454,9	125075,6	0,0	0,0	268,0	15392,0	319,7	17900,4
2078	261,4	48915,3	1463,1	126538,7	0,0	0,0	265,2	15657,2	316,9	18217,3
2079	250,6	49165,9	1121,1	127659,8	0,0	0,0	262,0	15919,2	313,6	18531,0

Вариант 2 (рекомендуемый)

Максимальный уровень добычи нефти ожидается в 2033 г. и составит 4004,8 тыс.т/год. Ввод скважин в эксплуатацию (добывающие+нагнетательные) предполагается в течение 5 лет: 6 скважин – в 2029 г., 5 – в 2030 г., 6 – в 2031 г., 5 – в 2032 г., 2 – в 2033 г.

Технологические показатели по 2 варианту (рекомендуемому) разработки месторождения Каламкас-море приведены в таблицах 2.2.3–2.2.4.

Таблица 2.2.3 Характеристика основного фонда в целом по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения				Фонд скважин с нач. разр., ед.	Фонд добывающих скважин на конец года	Фонд газонагнетательных скважин	Фонд водонагнетательных скважин	Среднегодовой дебит 1 скважины		
	всего, ед.	добыв., ед.	водонагн. ед.	газонагнет. ед.					нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, тыс. м^3/сут
2029	6	4	1	1	6	4	1	1	979,38	988,83	80,06
2030	5	4	1	0	11	8	1	2	943,24	1051,53	86,24
2031	6	3	2	1	17	11	2	4	845,76	1078,85	84,43
2032	5	3	2	0	22	14	2	6	791,46	1099,80	96,97
2033	2	2	0	0	24	16	2	6	721,85	1074,58	86,26
2034	0	0	0	0	24	14	2	6	809,67	1391,78	99,74
2035	0	0	0	0	24	14	2	6	697,38	1434,36	86,90
2036	0	0	0	0	24	14	2	6	610,97	1444,75	82,29

Годы	Ввод скважин из бурения				Фонд скважин с нач. разр., ед.	Фонд добывающих скважин на конец года	Фонд газонагнетательных скважин	Фонд водонагнетательных скважин	Среднегодовой дебит 1 скважины		
	всего, ед.	добыв., ед.	водонагн. ед.	газонагнет. ед.					нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, тыс. м³/сут
2037	0	0	0	0	24	14	2	6	543,36	1456,74	78,88
2038	0	0	0	0	24	14	2	6	486,59	1428,34	76,27
2039	0	0	0	0	24	14	2	6	434,23	1426,54	74,19
2040	0	0	0	0	24	14	2	6	390,43	1445,21	72,78
2041	0	0	0	0	24	14	2	6	349,31	1453,59	72,59
2042	0	0	0	0	24	14	2	6	317,35	1469,51	70,90
2043	0	0	0	0	24	14	2	6	290,76	1485,10	68,60
2044	0	0	0	0	24	14	2	6	268,73	1506,08	66,64
2045	0	0	0	0	24	14	2	6	247,71	1517,87	64,19
2046	0	0	0	0	24	13	2	6	246,86	1631,96	66,77
2047	0	0	0	0	24	13	2	6	227,11	1583,01	64,91
2048	0	0	0	0	24	13	2	6	211,52	1601,70	63,30
2049	0	0	0	0	24	13	2	6	199,72	1574,45	61,62
2050	0	0	0	0	24	13	2	6	190,19	1524,54	60,32
2051	0	0	0	0	24	12	2	6	187,74	1536,75	63,10
2052	0	0	0	0	24	12	2	6	159,87	1278,74	60,40
2053	0	0	0	0	24	12	2	6	148,41	1267,59	58,53
2054	0	0	0	0	24	12	2	6	139,90	1270,31	56,90
2055	0	0	0	0	24	12	2	6	132,10	1276,11	55,41
2056	0	0	0	0	24	12	2	6	123,64	1250,26	54,17
2057	0	0	0	0	24	12	2	6	114,65	1229,06	52,83
2058	0	0	0	0	24	12	2	6	108,60	1233,95	51,87
2059	0	0	0	0	24	12	2	6	102,51	1220,68	50,97
2060	0	0	0	0	24	12	2	6	96,54	1192,81	50,34
2061	0	0	0	0	24	12	2	6	92,19	1192,05	49,61
2062	0	0	0	0	24	12	2	6	90,05	1144,40	49,26
2063	0	0	0	0	24	12	2	6	87,65	1151,49	48,92
2064	0	0	0	0	24	12	2	6	82,85	1110,90	48,49
2065	0	0	0	0	24	11	2	6	81,22	1100,53	52,08
2066	0	0	0	0	24	11	2	6	73,09	997,77	51,30
2067	0	0	0	0	24	11	2	6	71,41	964,23	50,72
2068	0	0	0	0	24	11	2	6	67,24	883,27	34,67
2069	0	0	0	0	24	10	2	6	69,10	903,07	36,88
2070	0	0	0	0	24	10	2	6	66,36	886,11	35,17
2071	0	0	0	0	24	9	2	6	68,65	906,97	37,59
2072	0	0	0	0	24	9	2	6	62,90	841,32	36,52
2073	0	0	0	0	24	9	2	6	60,09	837,44	35,51
2074	0	0	0	0	24	9	2	6	57,86	838,36	34,62
2075	0	0	0	0	24	9	2	6	55,90	840,47	33,75
2076	0	0	0	0	24	9	2	6	54,48	845,71	32,93
2077	0	0	0	0	24	8	2	6	58,47	875,03	36,14
2078	0	0	0	0	24	8	2	6	55,97	683,26	36,57
2079	0	0	0	0	24	8	2	6	65,01	655,41	36,51

Таблица 2.2.4 Характеристика основных технологических показателей разработки в целом месторождения. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Накоп. добыча нефти, тыс.т	Годовая добыча воды, тыс.т	Накопленная добыча воды тыс.т	Закачка рабочих агентов (вода), тыс.м³		Закачка рабочих агентов (газ), млн.м³		Добыча нефтяного газа, млн.м³	
					годовая закачка воды	накоп. закачка воды	годовая закачка газа	накоп. закачка газа	годовая	накопл.
2029	688,5	688,5	6,64	6,6	175,8	175,8	30,1	30,1	56,3	56,3
2030	2616,6	3305,1	300,40	307,0	728,8	728,8	187,6	217,7	239,2	295,5

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Накоп. добыча нефти, тыс.т	Годовая добыча воды, тыс.т	Накопленная добыча воды тыс.т	Закачка рабочих агентов (вода), тыс.м^3		Закачка рабочих агентов (газ), млн.м^3		Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
					годовая закачка воды	накоп. закачка воды	годовая закачка газа	накоп. закачка газа	годовая	накопл.
2031	3226,0	6531,0	889,0	1196,1	2844,6	2844,6	270,4	488,0	322,0	617,6
2032	3842,2	10373,2	1496,8	2692,9	4715,4	7560,0	418,9	906,9	470,8	1088,3
2033	4004,8	14378,0	1956,9	4649,8	5584,1	13144,1	426,9	1333,8	478,6	1566,9
2034	3930,5	18308,5	2825,9	7475,7	6202,1	19346,2	432,3	1766,1	484,2	2051,0
2035	3385,4	21694,0	3577,7	11053,4	6328,7	25674,9	370,2	2136,3	421,9	2472,9
2036	2965,9	24659,9	4047,6	15100,9	6331,8	32006,7	347,7	2484,0	399,5	2872,4
2037	2637,8	27297,6	4434,0	19534,9	6347,4	38354,1	331,3	2815,3	382,9	3255,3
2038	2362,2	29659,8	4571,7	24106,7	6221,2	44575,3	318,6	3133,9	370,3	3625,6
2039	2108,0	31767,8	4817,2	28923,8	6173,5	50748,8	308,5	3442,3	360,2	3985,8
2040	1895,3	33663,1	5120,4	34044,3	6228,0	56976,8	301,5	3743,8	353,3	4339,1
2041	1695,7	35358,8	5360,7	39405,0	6240,7	63217,5	300,8	4044,6	352,4	4691,5
2042	1540,6	36899,4	5593,2	44998,1	6291,2	69508,8	292,5	4337,1	344,2	5035,7
2043	1411,5	38310,9	5798,0	50796,1	6345,4	75854,2	281,3	4618,4	333,0	5368,7
2044	1304,5	39615,4	6006,7	56802,8	6423,6	82277,8	271,7	4890,1	323,5	5692,2
2045	1202,5	40817,9	6166,0	62968,8	6466,2	88743,9	259,9	5150,0	311,6	6003,8
2046	1112,8	41930,7	6243,7	69212,5	6456,5	95200,5	249,3	5399,3	301,0	6304,8
2047	1023,7	42954,4	6112,1	75324,5	6256,2	101456,6	240,9	5640,2	292,6	6597,3
2048	953,5	43907,9	6266,6	81591,1	6322,6	107779,2	233,5	5873,8	285,4	6882,7
2049	900,3	44808,2	6197,0	87788,1	6243,9	114023,1	226,1	6099,8	277,8	7160,5
2050	857,3	45665,6	6014,9	93803,0	6032,6	120055,7	220,2	6320,1	271,9	7432,3
2051	781,2	46446,7	5613,2	99416,2	5696,8	125752,4	210,9	6531,0	262,6	7694,9
2052	665,2	47112,0	4655,6	104071,8	4708,8	130461,2	199,5	6730,4	251,3	7946,2
2053	617,5	47729,5	4656,9	108728,7	4666,5	135127,7	191,9	6922,3	243,5	8189,7
2054	582,1	48311,6	4703,6	113432,4	4674,6	139802,4	185,1	7107,4	236,8	8426,5
2055	549,7	48861,3	4760,2	118192,6	4693,9	144496,3	178,9	7286,3	230,6	8657,1
2056	514,5	49375,7	4687,9	122880,5	4616,3	149112,5	173,6	7459,9	225,4	8882,5
2057	477,1	49852,8	4637,1	127517,5	4525,0	153637,5	168,1	7628,0	219,8	9102,3
2058	451,9	50304,7	4682,6	132200,1	4540,9	158178,4	164,1	7792,2	215,8	9318,1
2059	426,5	50731,2	4652,7	136852,8	4506,4	162684,8	160,4	7952,6	212,1	9530,2
2060	401,7	51132,9	4561,6	141414,4	4394,9	167079,7	157,6	8110,2	209,5	9739,7
2061	383,6	51516,5	4576,5	145990,9	4390,4	171470,1	154,7	8265,0	206,4	9946,1
2062	374,7	51891,2	4387,2	150378,1	4241,8	175711,9	153,3	8418,2	205,0	10151,1
2063	364,7	52255,9	4426,7	154804,7	4247,9	179959,8	151,9	8570,1	203,6	10354,6
2064	344,8	52600,7	4277,7	159082,4	4136,4	184096,2	149,9	8720,1	201,8	10556,4
2065	309,8	52910,5	3887,9	162970,4	3772,2	187868,4	147,0	8867,0	198,6	10755,0
2066	278,8	53189,3	3526,9	166497,3	3412,2	191280,5	144,0	9011,0	195,7	10950,7
2067	272,4	53461,6	3405,5	169902,8	3334,8	194615,4	141,8	9152,8	193,5	11144,2
2068	256,5	53718,1	3112,5	173015,3	3068,2	197683,6	80,4	9233,2	132,2	11276,4
2069	239,6	53957,7	2891,8	175907,1	2886,9	200570,5	76,2	9309,4	127,9	11404,3
2070	230,1	54187,8	2842,5	178749,6	2819,6	203390,1	70,3	9379,7	122,0	11526,3
2071	214,2	54402,0	2616,2	181365,8	2627,2	206017,2	65,6	9445,4	117,3	11643,6
2072	196,3	54598,3	2429,3	183795,1	2443,2	208460,4	62,2	9507,5	114,0	11757,6
2073	187,5	54785,8	2425,9	186221,0	2432,7	210893,1	59,1	9566,7	110,8	11868,4
2074	180,6	54966,4	2435,7	188656,7	2435,5	213328,6	56,3	9623,0	108,0	11976,4
2075	174,4	55140,8	2448,4	191105,1	2441,4	215770,0	53,7	9676,7	105,3	12081,7
2076	170,0	55310,9	2469,2	193574,4	2456,4	218226,4	51,0	9727,6	102,8	12184,5
2077	162,2	55473,0	2265,1	195839,5	2319,7	220546,0	48,6	9776,2	100,2	12284,8
2078	155,3	55628,3	1740,1	197579,6	1847,1	222393,1	49,8	9826,0	101,4	12386,2
2079	180,4	55808,7	1637,8	199217,4	1767,2	224160,4	49,6	9875,6	101,3	12487,5

Вариант 3

Максимальный уровень добычи нефти ожидается в 2033 г. и составит 3986,0 тыс.т/год. Ввод скважин в эксплуатацию (добывающие+нагнетательные) предполагается в течение 5 лет: 6 скважин – в 2029 г., 5 – в 2030 г., 5 – в 2031 г., 5 – в 2032 г., 1 – в 2033 г.

Технологические показатели по 3 варианту разработки месторождения Каламкас-море приведены в таблицах 2.2.5 – 2.2.6.

Таблица 2.2.5 Характеристика основного фонда в целом по месторождению. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения				Фонд скважин с нач. разр., ед.	Фонд добывающих скважин на конец года	Фонд газонагнетательных скважин	Фонд водонагнетательных скважин	Среднегодовой дебит 1 скважины		
	всего, ед.	добыв., ед.	водонагн. ед.	газонагнет. ед.					нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, тыс м^3/сут
2029	6	5	1	0	6	5	0	1	1047,95	1054,36	85,16
2030	5	4	1	0	11	9	0	2	928,32	1026,98	86,34
2031	5	3	2	0	16	12	0	4	822,49	1038,15	78,57
2032	5	3	2	0	21	15	0	6	766,03	1070,15	79,34
2033	1	1	0	0	22	16	0	6	718,46	1098,31	76,50
2034	0	0	0	0	22	14	0	6	795,18	1419,74	92,23
2035	0	0	0	0	22	14	0	6	661,01	1431,59	73,57
2036	0	0	0	0	22	14	0	6	591,14	1437,43	68,17
2037	0	0	0	0	22	14	0	6	526,95	1401,61	63,53
2038	0	0	0	0	22	14	0	6	471,24	1416,53	59,62
2039	0	0	0	0	22	14	0	6	423,29	1435,33	56,38
2040	0	0	0	0	22	14	0	6	379,90	1457,28	53,54
2041	0	0	0	0	22	14	0	6	340,98	1471,74	50,30
2042	0	0	0	0	22	14	0	6	310,86	1488,83	47,73
2043	0	0	0	0	22	14	0	6	285,90	1503,46	45,47
2044	0	0	0	0	22	14	0	6	263,95	1521,42	43,52
2045	0	0	0	0	22	14	0	6	243,11	1531,72	41,34
2046	0	0	0	0	22	13	0	6	242,54	1623,46	42,34
2047	0	0	0	0	22	13	0	6	225,42	1612,72	40,70
2048	0	0	0	0	22	13	0	6	209,04	1624,60	39,12
2049	0	0	0	0	22	13	0	6	203,14	1576,73	38,12
2050	0	0	0	0	22	13	0	6	190,18	1572,25	36,46
2051	0	0	0	0	22	12	0	6	187,03	1583,37	37,48
2052	0	0	0	0	22	12	0	6	158,17	1321,34	35,40
2053	0	0	0	0	22	12	0	6	146,34	1310,92	33,92
2054	0	0	0	0	22	12	0	6	137,23	1313,77	32,46
2055	0	0	0	0	22	12	0	6	128,76	1319,17	31,13
2056	0	0	0	0	22	12	0	6	119,07	1272,40	29,89
2057	0	0	0	0	22	12	0	6	111,55	1268,69	28,78
2058	0	0	0	0	22	12	0	6	105,39	1264,34	27,83
2059	0	0	0	0	22	12	0	6	99,52	1242,81	26,99
2060	0	0	0	0	22	12	0	6	94,44	1203,90	26,34
2061	0	0	0	0	22	12	0	6	92,32	1175,89	25,89
2062	0	0	0	0	22	12	0	6	88,75	1180,61	25,27
2063	0	0	0	0	22	12	0	6	83,89	1144,81	22,75
2064	0	0	0	0	22	12	0	6	77,21	1032,16	17,49
2065	0	0	0	0	22	11	0	6	75,67	1016,19	17,65
2066	0	0	0	0	22	10	0	6	75,22	949,57	18,18
2067	0	0	0	0	22	10	0	6	70,36	895,68	17,12
2068	0	0	0	0	22	10	0	6	68,20	899,04	16,17
2069	0	0	0	0	22	10	0	6	65,72	897,81	15,10
2070	0	0	0	0	22	10	0	6	63,66	900,06	14,24
2071	0	0	0	0	22	9	0	6	63,88	883,22	14,55

Годы	Ввод скважин из бурения				Фонд скважин с нач. разр., ед.	Фонд добывающих скважин на конец года	Фонд газонагнетательных скважин	Фонд водонагнетательных скважин	Среднегодовой дебит 1 скважины		
	всего, ед.	добыв., ед.	водонагн. ед.	газонагнет. ед.					нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, тыс м^3/сут
2072	0	0	0	0	22	9	0	6	59,34	850,93	13,64
2073	0	0	0	0	22	9	0	6	57,08	848,01	13,02
2074	0	0	0	0	22	9	0	6	55,35	848,91	12,57
2075	0	0	0	0	22	9	0	6	53,25	831,87	12,15
2076	0	0	0	0	22	9	0	6	50,45	803,43	11,93
2077	0	0	0	0	22	8	0	6	52,63	745,19	13,09
2078	0	0	0	0	22	8	0	6	59,36	612,53	13,94
2079	0	0	0	0	22	8	0	6	64,13	609,63	14,24

Таблица 2.2.6 Характеристика основных технологических показателей разработки в целом месторождения. Вариант 3

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Накоп. добыча нефти, тыс.т	Годовая добыча воды, тыс.т	Накопленная добыча воды тыс.т	Закачка рабочих агентов (вода), тыс.м^3		Закачка рабочих агентов (газ), млн.м^3		Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
					годовая закачка воды	накоп закачка воды	годовая закачка газа	накоп закачка газа	годовая	накопл.
2029	920,9	920,9	5,64	5,6	164,4	164,4	0,0	0,0	74,8	74,8
2030	2897,1	3817,9	307,88	313,5	1031,1	1031,1	0,0	0,0	269,5	344,3
2031	3422,4	7240,3	897,3	1210,9	3481,1	3481,1	0,0	0,0	326,9	671,2
2032	3984,3	11224,7	1581,8	2792,7	5890,9	9372,0	0,0	0,0	412,7	1083,9
2033	3986,0	15210,7	2107,4	4900,0	6714,8	16086,8	0,0	0,0	424,4	1508,3
2034	3860,2	19070,9	3032,0	7932,0	6799,9	22886,7	0,0	0,0	447,7	1956,0
2035	3208,9	22279,8	3740,8	11672,8	6833,0	29719,7	0,0	0,0	357,1	2313,2
2036	2869,7	25149,4	4108,3	15781,1	6859,1	36578,8	0,0	0,0	330,9	2644,1
2037	2558,1	27707,5	4246,1	20027,1	6774,0	43352,9	0,0	0,0	308,4	2952,5
2038	2287,6	29995,1	4588,9	24616,1	6766,8	50119,7	0,0	0,0	289,4	3241,9
2039	2054,9	32050,0	4912,9	29529,0	6770,2	56889,9	0,0	0,0	273,7	3515,6
2040	1844,2	33894,3	5230,1	34759,1	6793,9	63683,8	0,0	0,0	259,9	3775,5
2041	1655,3	35549,5	5489,3	40248,4	6781,2	70465,0	0,0	0,0	244,2	4019,7
2042	1509,1	37058,6	5718,5	45966,9	6787,5	77252,5	0,0	0,0	231,7	4251,4
2043	1387,9	38446,5	5910,7	51877,5	6794,1	84046,5	0,0	0,0	220,7	4472,1
2044	1281,4	39727,8	6104,4	57981,9	6819,1	90865,6	0,0	0,0	211,3	4683,4
2045	1180,2	40908,0	6255,6	64237,5	6807,1	97672,7	0,0	0,0	200,7	4884,1
2046	1093,3	42001,3	6224,9	70462,4	6811,2	104483,9	0,0	0,0	190,9	5075,0
2047	1016,1	43017,5	6253,6	76716,0	6809,1	111293,0	0,0	0,0	183,5	5258,4
2048	942,3	43959,8	6381,0	83097,0	6829,6	118122,6	0,0	0,0	176,3	5434,8
2049	915,7	44875,5	6191,8	89288,8	6807,4	124930,0	0,0	0,0	171,8	5606,6
2050	857,3	45732,7	6230,0	95518,8	6811,2	131741,2	0,0	0,0	164,4	5770,9
2051	778,3	46511,0	5810,2	101329,0	6382,6	138123,8	0,0	0,0	155,9	5926,9
2052	658,1	47169,1	4840,0	106169,0	5381,2	143505,0	0,0	0,0	147,3	6074,2
2053	608,9	47778,0	4845,8	111014,8	5310,1	148815,1	0,0	0,0	141,1	6215,3
2054	571,0	48349,0	4895,6	115910,3	5287,4	154102,4	0,0	0,0	135,1	6350,4
2055	535,8	48884,8	4953,3	120863,7	5277,0	159379,5	0,0	0,0	129,5	6479,9
2056	495,4	49380,2	4799,0	125662,7	5099,3	164478,7	0,0	0,0	124,4	6604,3
2057	464,1	49844,4	4814,9	130477,6	5046,5	169525,2	0,0	0,0	119,8	6724,0
2058	438,5	50282,9	4822,4	135300,0	5012,5	174537,7	0,0	0,0	115,8	6839,8
2059	414,1	50697,0	4757,3	140057,2	4925,3	179463,0	0,0	0,0	112,3	6952,1
2060	393,0	51090,0	4616,5	144673,7	4783,6	184246,6	0,0	0,0	109,6	7061,7
2061	384,1	51474,1	4508,7	149182,4	4657,1	188903,7	0,0	0,0	107,7	7169,5
2062	369,3	51843,4	4543,2	153725,6	4659,9	193563,6	0,0	0,0	105,2	7274,6
2063	349,0	52192,5	4414,5	158140,1	4510,2	198073,8	0,0	0,0	94,6	7369,3
2064	321,3	52513,7	3973,6	162113,7	4015,5	202089,3	0,0	0,0	72,8	7442,1
2065	288,6	52802,4	3587,4	165701,1	3625,0	205714,2	0,0	0,0	67,3	7509,4

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Накоп. добыча нефти, тыс.т	Годовая добыча воды, тыс.т	Накопленная добыча воды тыс.т	Закачка рабочих агентов (вода), тыс.м^3		Закачка рабочих агентов (газ), млн.м^3		Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
					годовая закачка воды	накоп закачка воды	годовая закачка газа	накоп закачка газа	годовая	накопл.
2066	260,8	53063,2	3031,8	168732,9	3113,7	208828,0	0,0	0,0	63,0	7572,4
2067	244,0	53307,2	2861,8	171594,7	2911,9	211739,9	0,0	0,0	59,4	7631,8
2068	236,5	53543,7	2880,9	174475,6	2905,3	214645,2	0,0	0,0	56,1	7687,8
2069	227,9	53771,6	2885,3	177360,9	2883,4	217528,6	0,0	0,0	52,4	7740,2
2070	220,7	53992,3	2900,2	180261,1	2875,0	220403,6	0,0	0,0	49,4	7789,6
2071	199,4	54191,7	2557,0	182818,0	2574,4	222977,9	0,0	0,0	45,4	7835,0
2072	185,2	54376,9	2470,4	185288,4	2447,2	225425,1	0,0	0,0	42,6	7877,6
2073	178,1	54555,0	2468,3	187756,7	2429,8	227854,9	0,0	0,0	40,6	7918,2
2074	172,7	54727,7	2476,5	190233,2	2425,0	230279,9	0,0	0,0	39,2	7957,5
2075	166,2	54893,9	2429,9	192663,1	2386,2	232666,1	0,0	0,0	37,9	7995,4
2076	157,4	55051,3	2349,8	195012,9	2295,1	234961,2	0,0	0,0	37,2	8032,6
2077	146,0	55197,3	1921,2	196934,1	1976,7	236937,9	0,0	0,0	36,3	8068,9
2078	164,7	55362,0	1534,5	198468,5	1623,3	238561,2	0,0	0,0	38,7	8107,6
2079	177,9	55539,9	1513,2	199981,8	1621,9	240183,0	0,0	0,0	39,5	8147,1

Состав и свойства пластовой нефти

Исследование пластовой нефти месторождения Каламкас-море проводилось по пробам, отобранным из 4-х скважин с двумя боковыми стволами (КЛМ-1, КЛМ-2, КЛМ-2ННБС1, КЛМ-3, КЛМ-4 и КЛМ-4БС1). Результаты физико-химических исследований пластовой нефти Западного блока приведены в таблицах 2.2.7 – 2.2.8.

Таблица 2.2.7 Параметры пластовой нефти

Показатели	Ед.изм.	Западный Блок
		объект
		Ю-II
Абсолютная отметка	м	-1676
Пластовая температура	°С	60,2
Начальное пластовое давление	МПа	18,13
Давление начала кипения	МПа	18,08
Плотность пластовой нефти	кг/м^3	741,8
Вязкость пластовой нефти	мПа.с	1,38
Ступенчатая сепарация		
Параметры при 20˚С		
Газосодержание	м^3/т	116,3
	м^3/м^3	99,7
Объемный коэффициент	доли ед.	1,284
Пересчетный коэффициент	доли ед.	0,779
Плотность нефти	кг/м^3	857,0
Отн. плотность газа	air=1	0,741
Содержание компонентов в сухом газе (без С5+) пластовой нефти		
C_2	г/м^3	131,35
C_3	г/м^3	190,71
C_4	г/м^3	189,29
Удельные запасы на 1 м^3 эффективного порового объема		
товарной нефти (ρ/b)	т	0,667
растворенного газа	м^3	77,6

Таблица 2.2.8 Состав пластовой нефти Западного блока

Горизонт		**Ю-II**
Компонент	(г/г-моль)	Мольная доля
H_2S (Hydrogen sulfide)	34,1	0,0000
CO_2 (Carbon dioxide)	44,0	0,0025
Азот	28,0	0,0086
Methane	16,0	0,3849
Ethane	30,1	0,0571
Propane	44,1	0,0561
i-Butane	58,1	0,0157
n-Butane	58,1	0,0260
i-Pentane	72,1	0,0118
n-Pentane	72,1	0,0125
n-Hexane	86,2	0,0245
Methylcyclopentane	84,2	0,0053
Benzene	78,1	0,0014
Cyclohexane	84,2	0,0087
n-Heptane	100,2	0,0231
Methylcyclohexane	98,2	0,0125
Toluene	92,1	0,0047
n-Octane	114,2	0,0233
Ethylbenzene	106,2	0,0051
Meta-Xylene	106,2	0,0046
Ortho-Xylene	106,2	0,0019
n-Nonane	128,3	0,0187
1,2,4-Trimethylbenzene	120,2	0,0023
C10	142,3	0,0233
C11	147,0	0,0237
C12	161,0	0,0208
C13	175,0	0,0202
C14	190,0	0,0169
C15	206,0	0,0156
C16	222,0	0,0127
C17	237,0	0,0112
C18	251,0	0,0104
C19	263,0	0,0097
C20	275,0	0,0083
C21	291,0	0,0071
C22	305,0	0,0066
C23	318,0	0,0059
C24	331,0	0,0056
C25	345,0	0,0050
C26	359,0	0,0044
C27	374,0	0,0040
C28	388,0	0,0041
C29	402,0	0,0036
C30	416,0	0,0033
C31	430,0	0,0032
C32	444,0	0,0028
C33	458,0	0,0026
C34	472,0	0,0025
C35	486,0	0,0023
C40	560,8	0,0301
C51	705,3	0,0140
C64	887,2	0,0060
C80	1115,9	0,0020
C101	1403,6	4,5E-04
C126	1765,5	7,6E-05

Состав и свойства пластового газа

Параметры пластового газа представлены в таблице 2.2.9. Значения показателей даны на уровне середин глубинных срезов объекта.

По составу свободные газы газовых шапок горизонта Ю-II Западного блока отличаются большими концентрациями метана и азота и более низким содержанием C_{5+}.

Таблица 2.2.9 Параметры пластового газа месторождения Каламкас-море

Параметры		Ед. изм.	Запад
Пласт			**Ю-II**
Параметры середины объекта			
Абсолютная отметка		м	-1648,2
Пластовое давление		МПа	18,04
Пластовая температура		°С	59,4
Температурная поправка (f)			0,881
Состав пластового газа			
H_2S		мол.%	0,00
CO_2		мол.%	0,16
N_2		мол.%	5,09
C_1		мол.%	83,96
C_2		мол.%	5,53
C_3		мол.%	3,13
i-C_4		мол.%	0,49
n-C_4		мол.%	0,67
C_{5+}		мол.%	0,97
Сумма			100,00
Плотность газа 15.6°С		кг/м^3	0,8287
Плотность газа 20°С		кг/м^3	0,8162
Отн. плотность газа		Air-1	0,6776
Молярная масса газа		г/мол	19,52
Теплотворная способность	Высшая	кДж/м^3	40873
	Низшая	кДж/м^3	36997
Компоненты C_{5+}			
Содержание		г/м^3	34,8
Молярная масса		г/мол	86,3
Плотность 15.6°С		кг/м^3	666,6
Плотность 20°С		кг/м^3	662,2
Сухой газ			
Мольная доля сухого газа в пластовом флюиде		д.е	0,9903
Содержание C_2		г/м^3	70,5
Содержание C_3		г/м^3	59,2
Содержание C_4		г/м^3	29,3
Свойства пластового газа			
Коэф. сверхсжимаем. пластового газа (Znач)		д.е	0,813
Поправка на отклонение от закона Б-М			1,229
Плотность пластов. газа		кг/м^3	156,6
Вязкость пластов. газа		мПа.с	0,0199
Извлечение пластового газа при истощении		до 3.5 МПа	83,0
		до 0.1 МПа	100,0
Коэф. сверхсжимаем. остаточного пластового газа (Zк)		до 3.5 МПа	0,9258
		до 0.1 МПа	0,9977
Удельные запасы на 1 м^3 эффективного порового объема			
пластового газа (P*9,8692*f/Z)		м^3	192,9
$C_{5+высшие}$		т	0,007

Состав и свойства пластовой воды

Пластовые воды продуктивных горизонтов юры представляют собой рассолы хлоркальциевого типа. Пробы воды на химический анализ отбирались с глубины от 1667 м до 2320 м. Химический состав и физические свойства пластовой воды месторождения Каламкас-море приведены в таблице 2.2.10.

Таблица 2.2.10 Химический состав и физические свойства пластовой воды

Горизонт	Плотность, г/см^3	PH	мг/дм^3. мг-экв/дм^3. %-экв						Общая минерализация, мг/дм^3	Микроэлементы, мг/дм^3		Тип воды по Сулину
			HCO^{3-}	SO_4^{-2}	Cl^-	Ca^2	Mg^{2+}	$Na^+ + K^+$		J^-	Br	
Ю-III	1.148	5.91	0	3	134188	7097	1854	74511	217654		201.8	ХК
Ю-IV	1.156	5.69	0	0	135784	7681	1850	76785	222100		209	ХК
Ю-VIII	1.16	6.16	0	0	144140	5647	1534	85517	236838		187.5	ХК
Ю-X	1.156	6.06	0	0	139325	5925	1827	83007	230084		152	ХК
Ю-XVII	1.163	6.1	0	0	146996	3536	1753	89653	241938		167	ХК
ВСЕГО по юре:	1.154	5.89	0	1.07	137461.6	6760.3	1797.9	78583.8	224604.6		194.5	ХК

2.3. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

2.3.1. Проектные решения по системе промыслового сбора нефти

На месторождении Каламкас-море, согласно рекомендуемому варианту предусматривается разработка нефтяных горизонтов 16 добывающими, 6 водонагнетательными и 2 газонагнетательными скважинами.

Принципиальная технологическая схема сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции месторождения Каламкас-море на рисунке 2.3.1.

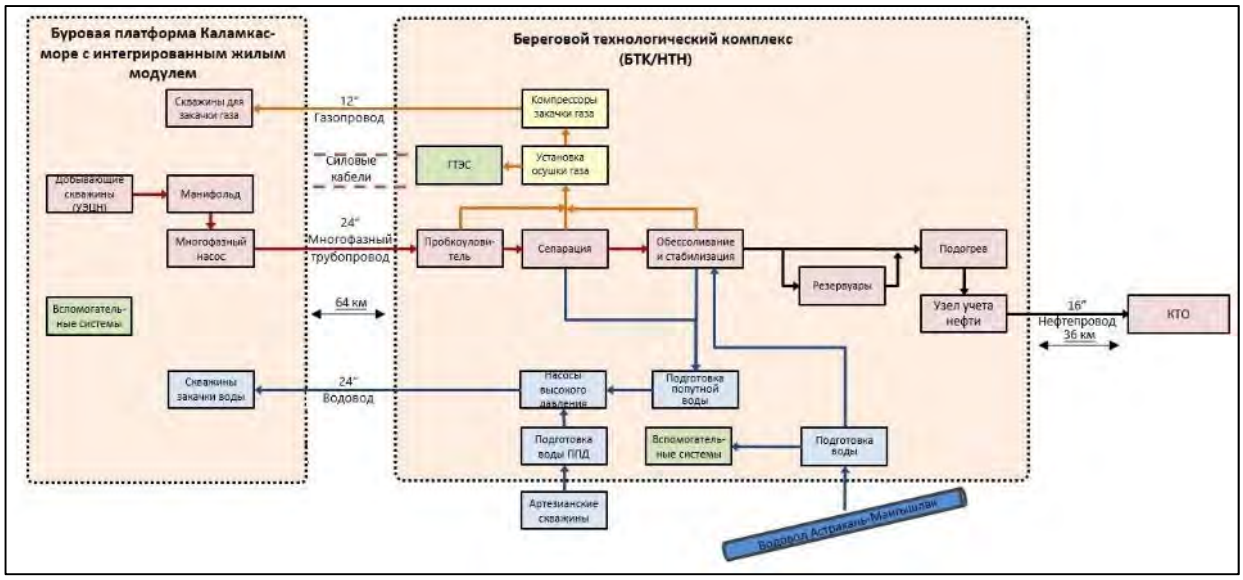


Рисунок 2.3.1. Принципиальная технологическая схема сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции

Газожидкостная смесь от скважин по индивидуальным выкидным трубопроводам ($Д_у$=150 мм) под устьевым давлением поступает на манифольдные установки, имеющие 4 коллектора: 2 основных приемных коллектора и 2 тестовых коллектора. На манифольдах предусмотрены узлы переключающих задвижек для направления продукции скважины на узел учета, где происходит индивидуальный поочередный устьевой замер нефти, газа и воды.

После замера продукция скважины направляется в основной приемный коллектор и общим потоком поступает в мультифазный насос и далее посредством многофазного трубопровода направляется на БТК.

Состав и характеристики оборудования будут уточнены при рабочем проектировании.

Ввод скважин и их обустройство по годам представлены в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 Ввод скважин и их обустройство по годам

№	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	в т.ч. по годам				
				2029	2030	2031	2032	2033
1	Подключение проектных добывающих, скважин	ед.	**16**	4	4	3	3	2
	Подключение проектных водонагнетательных скважин		**6**	1	1	2	2	
	Подключение проектных скважин нагнетания газа		**2**	1		1		
2	Прокладка трубопроводов выкидных и нагнетательных линий (стальные $Д_у$=150 мм)	м	**240**	60	50	60	50	20
3	Прокладка многофазного трубопровода от морской платформы до БТК (стальные $Д_у$=609,6 мм)	км	**64**	64				
	Прокладка экспортного нефтепровода от БТК /НТН до пункта приема КТО (стальные $Д_у$=406,4 мм)	км	**36**	36				
4	Прокладка газопровода от БТК до морской платформы (стальные $Д_у$=304,8 мм)	км	**64**	64				
	Прокладка водовода от БТК до морской платформы (стальные $Д_у$= 609,6 мм)	км	**64**	64				
5	Манифольд	ед.	**5**	5				
6	Счетчики замера продукции скважин (корилиосовые счетчики с влагомером)	ед.	**2**	2				
7	Счетчик замера воды	ед.	**6**	6				
8	Счетчик замера газа	ед.	**2**	2				

2.3.2. Технология подготовки нефти

Технология подготовки нефти на УПН-БТК Каламкас-море состоит из следующих этапов:

- стабилизация потока и первичная сепарация газожидкостной смеси, поступающей в БТК посредством пробкоуловителя;
- I ступень сепарации со сбросом пластовой воды и газа;
- нагрев нефти;
- II ступень сепарации со сбросом пластовой воды и газа;
- нагрев нефти;
- концевая ступень сепарации со сбросом пластовой воды и газа;
- обессоливание и обезвоживание;
- подача подготовленной воды для обессоливания нефти;
- транспорт товарной нефти.

Согласно прогнозным показателям рекомендуемого 2 варианта максимальная добыча нефти по месторождению Каламкас-море планируется в 2033 году и составляет 4004,8 тыс. т/год. Мощность проектируемого УПН-БТК должна обеспечивать подготовку планируемого максимального объема добываемой продукции.

В состав оборудования УПН-БТК входит: пробкоуловитель; трехфазный сепаратор I ступени; теплообменник; трехфазный сепаратор II -й ступени; установка обессоливания нефти; концевая сепарационная установка (КСУ); насосные агрегаты откачки нефти; камеры запуска и приема скребка; установка подготовки воды; насосные агрегаты закачки воды в пласт; установка подготовки газа; компрессорная установка; ГТЭС.

Технологический процесс подготовки нефти осуществляется следующим образом (рис. 2.3.2).

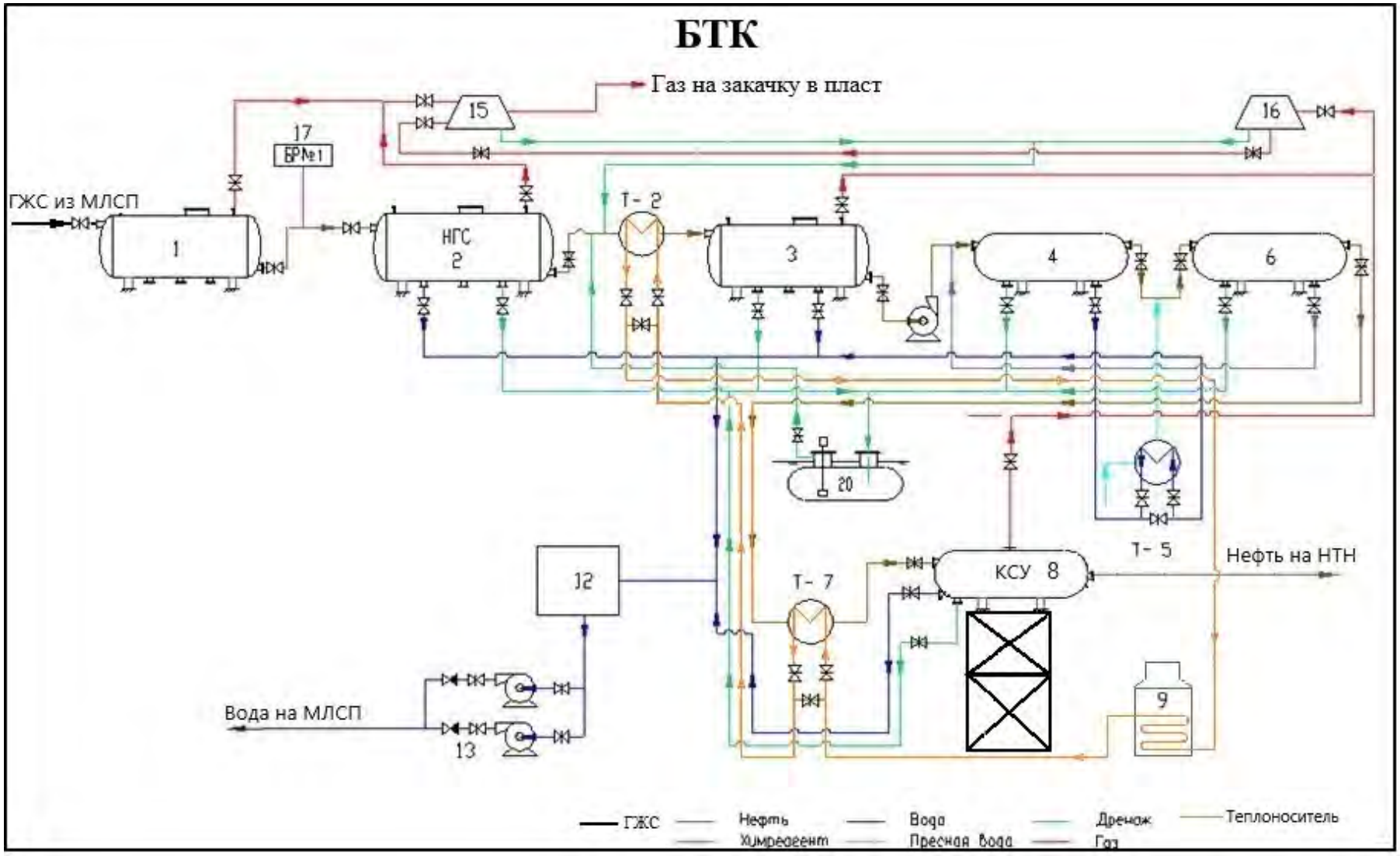


Рисунок 2.3.2. Принципиальная технологическая схема подготовки нефти месторождения Каламкас-море

На УПН-БТК газожидкостная смесь поступает в пробкоуловитель 1 для стабилизации потока, отведения газа и воды. Далее на I ступени сепарации в горизонтальном трехфазном сепараторе 2 под давлением 1,9 МПа, происходит сепарация нефти от газа и воды.

Согласно текущему состоянию изученности геологических пород продуктивных горизонтов предполагается, что содержание мелкозернистого песка в продукции месторождений Каламкас-море будет находиться в допустимых пределах. Для решения проблем выноса мелкозернистого песка и его накапливания в сепараторах I ступени сепарации предусмотрено оснастить данные аппараты системами размыва и смыва песка для периодического удаления песчаных отложений, содержащихся в водной фазе. На линии слива воды планируется установить пескоотделительный гидроциклон.

Частично обезвоженная нефть с первой ступени сепарации поступает на теплообменники Т-2, где температура повышается примерно до 50ºС, для улучшения процессов деэмульсации и сепарации. Процесс теплообмена происходит за счет обмена тепла горячей пресной воды с установки подогрева воды 9.

Подогретая газожидкостная смесь после теплообменника общим потоком с давлением 0,6 МПа, направляется на II ступень сепарации в трехфазный сепаратор 3, в котором осуществляется дополнительная сепарация газа и разделение поступающей эмульсии на нефть и воду.

После сепаратора II ступени нефть направляется на насос, где давление повышается до 1,2 МПа и далее в установку обессоливания I ступени 4, где происходит отделение солей.

После предварительного обезвоживания, нефть из горизонтального отстойника поступает на глубокое обезвоживание в отстойник нефти 6. Для обеспечения обессоливания нефти, на прием в установку обессоливания добавляется подготовленная пресная вода. Процесс обессоливания представляет собой перемешивание уже обезвоженной нефти с подготовленной водой для обессоливания нефти. Смешиваясь с подготовленной водой для обессоливания нефти, соли равномерно распределяются по всему объёму воды, за счет чего происходит выравнивание ее концентрации. Также промывная вода постоянно перемешивает нефтяную эмульсию, вследствие чего происходит дополнительное слипание (коалесценция) капель.

Подготовленную пресную воду для обессоливания нефти, для уменьшения теплопотерь на установке II ступени обессоливания, предварительно подогревают в теплообменнике Т-5. В теплообменнике процесс теплообмена происходит за счет передачи тепла более горячей воды с установки I ступени обессоливания с подготовленной пресной водой для обессоливания нефти.

После установки обессоливания 6 нефть подается в теплообменник Т-7, где нефть подогревается, и далее направляется на концевую сепарационную установку (КСУ) 8 для окончательной дегазации нефти до требуемых значений давления насыщенных паров.

После КСУ нефть подается в резервуары НТН.

На НТН нефть подается на прием экспортных насосов и далее транспортируется в КТО экспортным нефтепроводом (36 км). Трубопровод оснащен камерой запуска скребка для очистки трубопровода от отложений.

Газ с I ступени сепарации отводится в компрессорную установку мгновенного испарения газа I ступени и далее на установку осушки газа для очистки от капельной жидкости. Газ со II ступени сепарации и установки стабилизации нефти направляется на компрессор отходящего газа 16, откуда подается на прием компрессора мгновенного испарения газа 1 ступени и далее по назначению. Более подробное описание о технологических процессах подготовки газа дано в разделе 2.3.5.

Пластовая вода, собранная с основных аппаратов (сепаратора первой ступени сепарации, сепаратора второй ступени сепарации, сепаратора обессоливателя и установки стабилизации нефти, КСУ) направляется на установку подготовки воды 12. Подробная информация по подготовке вод описана в разделе 2.3.6.

Перед входом в сепаратор I ступени для лучшего разделения фаз в поток нефти предусматривается возможность подачи реагента-деэмульгатора (поз. 17).

Подбор эффективного реагента-деэмульгатора и его оптимальный удельный расход определяется в ходе опытно-промышленных испытаний.

Требуемая проектная производительность установки подготовки нефти принимается из прогнозных технологических показателей и приведена в таблица 2.3.2.

Таблица 2.3.2 Предварительная производительность установки подготовки скважинной продукции

Годы максимальной прогнозной добычи	Объем поступающей на БТК продукции			Предварительная производительность установки подготовки нефти		
	нефть, тыс.т/год	жидкость, тыс.т/год	газ, млн м^3/год	по нефти, тыс.т/год	по жидкости, тыс.т/год	по газу, млн м^3/год
нефти: 2033 г.	4004,8	5961,8	478,6	**4200**	**9000**	**600**
жидкости: 2045 г.	1202,52	7368,5	311,6			
газа: 2034 г.	3930,52	6756,4	484,2			

2.3.3. Наземный терминал нефти

Наземный терминал нефти (НТН) расположен на территории БТК. На НТН (рис. 2.3.3) предусмотрено: технологические печи подогрева нефти (поз. 6); резервуары нефти в количестве 4 ед. (поз. 1-4), объем каждого резервуара составляет 15000 м^3; магистральные насосы (поз. 5), а также камера запуска очистного устройства (поз. 7).

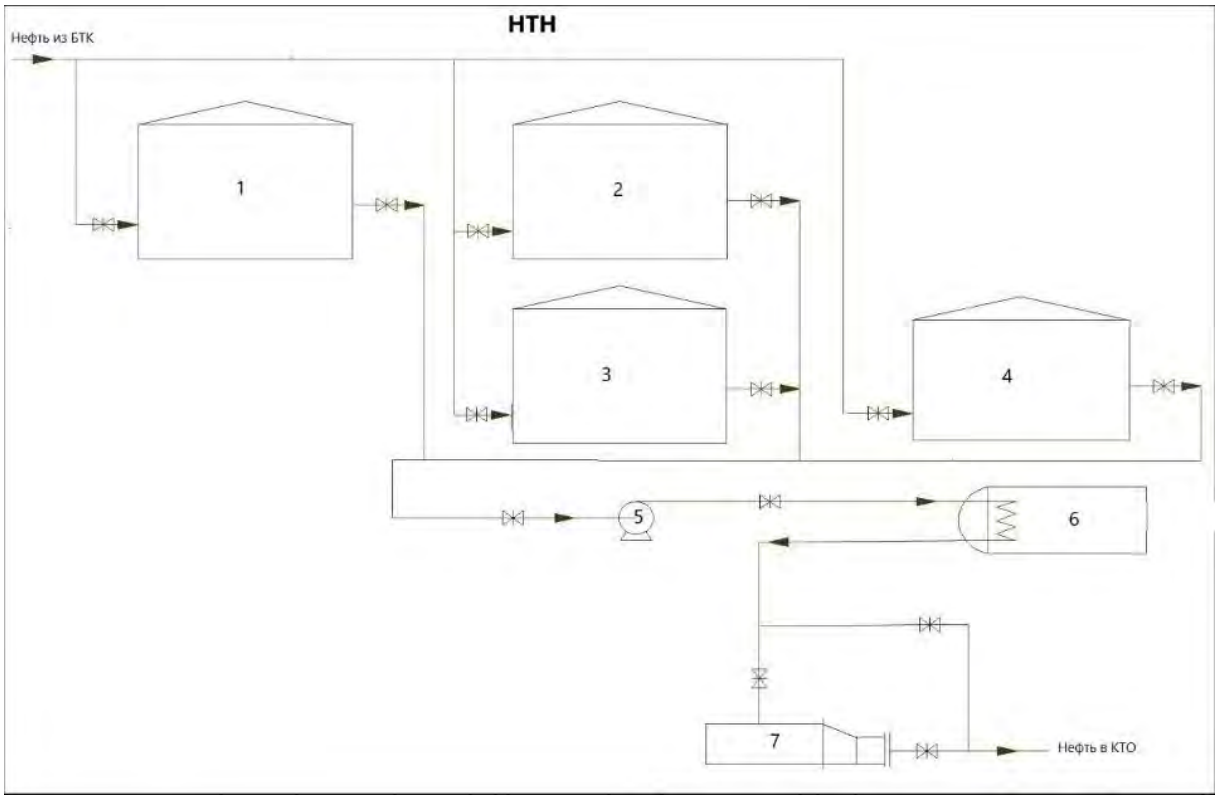


Рисунок 2.3.3. Принципиальная технологическая схема НТН на месторождении Каламкас-море

В холодное время товарная нефть направляется на установку подогрева (поз. 6), где подогревается до температуры 37°С. В зависимости от температуры воздуха в летнее время товарная нефть может направляться в обход печей подогрева напрямую на прием товарных насосов. На НТН планируется установка насосов с производительностью, обеспечивающей максимальную добычу продукции месторождений Каламкас-море. Товарная нефть направляется по экспортному нефтепроводу диаметром 406,4 мм в пункт сдачи нефти в КТО «КазТрансОйл».

Для очистки экспортного трубопровода на НТН установлена камера запуска очистного устройства (поз. 7), в пункте сдачи нефти в КТО предусмотрена установка камеры приема очистного устройства, а также установка подогрева нефти, где она подогревается до 61 °С для обеспечения требований АО «КазТрансОйл» (КТО).

2.3.4. Транспорт товарной нефти

Продукцию месторождений Каламкас-море планируется перекачивать по экспортному наземному трубопроводу товарной нефти диаметром 406,4 мм длиной 36 км.

Нефтепровод будет проложен на приморской равнине, сформированной молодыми почвенными образованиями – луговые засоленные почвы, приморские примитивные почвы и др. Планируемая трасса трубопровода проходит вдоль автодороги Актау-Каламкас, вдали от крупных соровых участков (рис. 2.3.4).

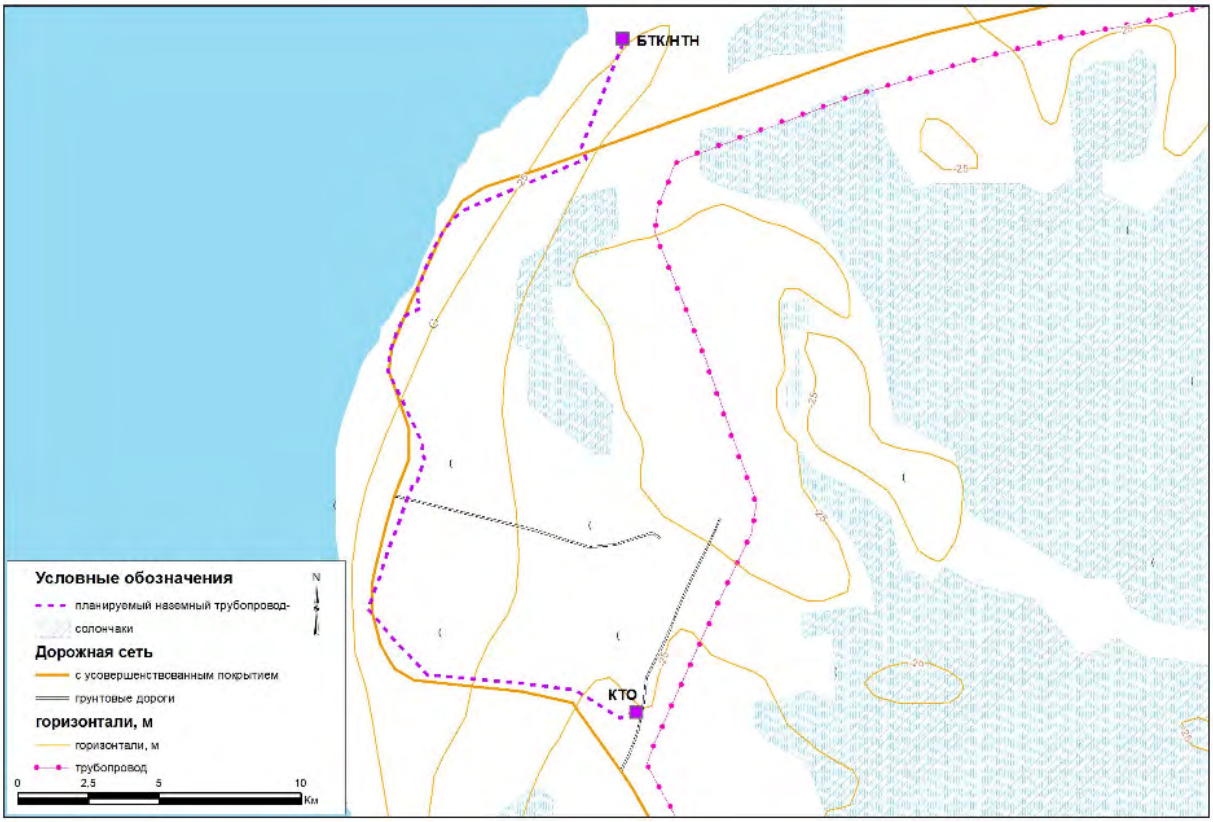


Рисунок 2.3.4. Маршрут экспортного нефтепровода

В данном районе глубина заложения должна составлять до 1,5 м с учетом глубины промерзания грунта.

Защита трубопровода от коррозии в течение всего расчетного срока службы обеспечивается сочетанием высокопрочных покрытий и системы катодной защиты. Ввиду умеренной рабочей температуры и воздействия низких температур окружающей среды в качестве покрытия для линейной части трубопровода предлагается трехслойный полиэтилен.

На трубопроводе предусматриваются дополнительные предохранительно-запорные клапаны для быстрого отсечения и сведения к минимуму воздействия на окружающую среду при разрушении трубопровода. Арматура включает в свой состав электрические задвижки с дистанционным управлением.

Характеристики экспортного трубопровода представлены в таблице 2.3.3.

Таблица 2.3.3 Рекомендованные расчетные параметры трубопровода

Наименование	Наземный участок трубопровода
Наружный диаметр, мм	406,4
Марка стали	X60
Технология изготовления труб	ЭКС
Допуск на коррозию, мм	3
Номинальная толщина стенки, мм	12,0
Толщина и тип антикоррозионного покрытия	3 мм, трехслойный полиэтилен
Толщина (мм) и плотность (кг/м^3) бетонного покрытия	Нет

2.3.5. Переработка попутного газа

Попутный газ планируется использовать на собственные технологические нужды, выработку электроэнергии, закачку в пласт.

Схема подготовки газа показана на рисунке 2.3.5.

Выделившийся после сепарации в сепараторе высокого давления попутный газ поступает на прием компрессоров мгновенного испарения I ступени.

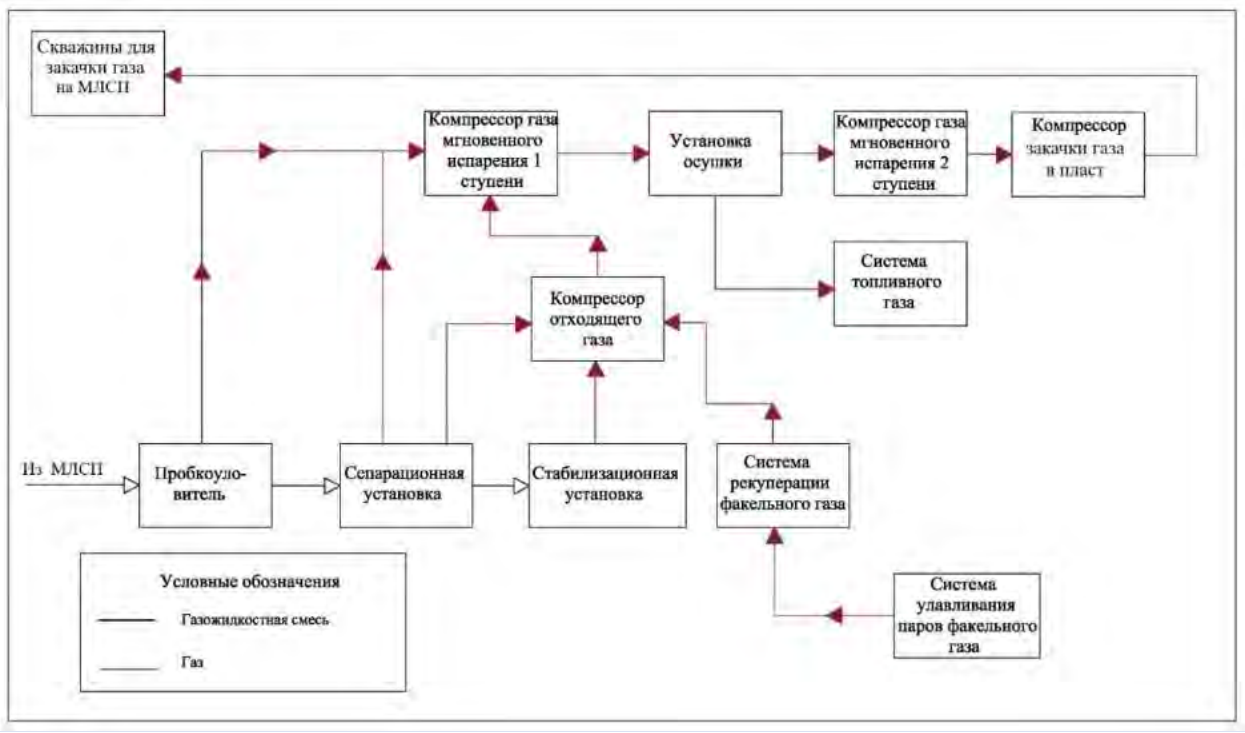


Рисунок 2.3.5. Схема подготовки газа

Газ с сепаратора II ступени и стабилизационной установки, в которых выделяется газ низкого давления, подается на прием компрессоров отходящего газа и после компримирования подается на прием компрессоров мгновенного испарения I ступени.

От компрессоров газа мгновенного испарения II ступени, газ подается в компрессорную установку для закачки в газовую шапку горизонта Ю-II (В) на Западном поднятии.

В период разработки месторождения, объем добываемого попутного газа будет уменьшаться, возникнет дефицит газа для обеспечения собственных нужд. Для этих целей, газ будет поставляться из газовой шапки горизонта Ю-II (В) на Западном блоке.

В системе компримирования предусматривается четыре ступени: одна ступень компримирования отходящего газа (КОГ), две ступени компримирования газа мгновенного испарения (КГМИ-1 и КГМИ-2) и одна ступень компримирования газа для закачки.

Паспортная суммарная производительность установок компримирования отходящего газа и закачки газа рекомендуемого варианта разработки составляет порядка 0,12 млн. м^3/сут и 1,2 млн. м^3/сут соответственно. Данные показатели производительности компрессорных установок указаны с учетом наивысшего уровня добычи газа, который согласно технологическим показателям составит 484,2 млн.м^3 в 2034 г. для рекомендуемого варианта разработки.

Рекомендуемые типы компрессоров представлены в таблице 2.3.4.

Таблица 2.3.4 Рекомендуемые типы компрессоров и виды компримирования

Вид компримирования	Тип компрессора
Компримирование отходящего газа (КОГ)	Винтовой компрессор сухого сжатия
Компримирование газа мгновенного испарения	Центробежный компрессор
Компримирование газа для закачки	Поршневой компрессор

2.3.6. Подготовка воды системы ППД

2.3.6.1. Подготовка подтоварной воды

Технологический цикл установки подготовки подтоварной воды на БТК с месторождения Каламкас-море предусматривает две стадии очистки от взвешенных частиц, минеральных солей и остаточных нефтепродуктов (рис. 2.3.6):

- первичную стадию очистки (емкость пластовой воды для отделения пленки накопившейся остаточной нефти путем установки ловушки из гофрированных пластин);
- вторичную стадию очистки (гидроциклоны для удаления взвешенных частиц и остаточного нефтепродукта и флотационная установка).

Попутно добываемая вода с установок обезвоживания II ступени, с установки обессоливания I ступени и стабилизационной колонны общим коллектором поступает в емкость пластовой воды, где путем применения ловушек из гофрированных пластин удаляется пленка накопившегося остаточного нефтепродукта. Пары из данной емкости направляются в факельную систему НД для улавливания паров. Рециркуляционная нефть, отделенная в емкости пластовой воды, закачивается в сепаратор НД. Попутно добываемая вода с емкости пластовой воды с помощью насосов направляется в блок фильтрации. На первой ступени блока фильтрации расположены гидроциклоны для удаления нефти. Затем поток попутно добываемой воды направляется в гидроциклон удаления песка. Это позволяет снизить вероятность образования эмульсий в результате высокой степени разбивки при перекачке.

Второй ступенью блока фильтрации установки подготовки попутно добываемых вод является компактная флотационная установка (КФУ). При флотации извлечение эмульгированных нефтепродуктов осуществляется пузырьками воздуха или смеси углеводородных газов, введенных в воду разными способами. Обычно прилипание частиц воздуха или другого газа к извлекаемой частице какого-либо вида обусловлено неполным смачиванием последней водой, т.е. ее гидрофобностью. Чем выше гидрофобность извлекаемых примесей, тем больше вероятность их закрепления на пузырьках воздуха. В

связи с этим флотационная очистка сточных вод технологически и экономически эффективна при извлечении остаточных нефтепродуктов, обладающих природной гидрофобностью.

В КФУ применяется отходящий газ, который отделяет остаточную нефть от воды до уровня, приемлемого для закачки воды. Флотация снижает плотность остаточной нефти, которая всплывает и отводится в одну из выбранных точек вдоль высоты сосуда. После этого осуществляется отделение газа и жидкой фазы. Регенерированная нефть перекачивается в сепаратор НД, газ отводится в факельный сепаратор НД.

Попутно добываемая вода после выхода с компактной флотационной установки соответствует требованиям СТ РК 1662–2007.

Далее попутно добываемая вода через подпорные насосы проходит сменный картридж защитных фильтров, который удаляет все взвешенные частицы размером более 10 мкм. Подготовленная попутно добываемая и альб-сеноманская вода с водозаборных скважин направляются на отдельные РВС для ведения раздельного учета и резервного накопления. Данные РВС должны иметь технологическую обвязку с возможностью одновременной подачи воды и через подпорные насосы подаваться на прием к высоконапорным насосным агрегатам для дальнейшей закачки через нагнетательные скважины в продуктивные пласты месторождения Каламкас-море.

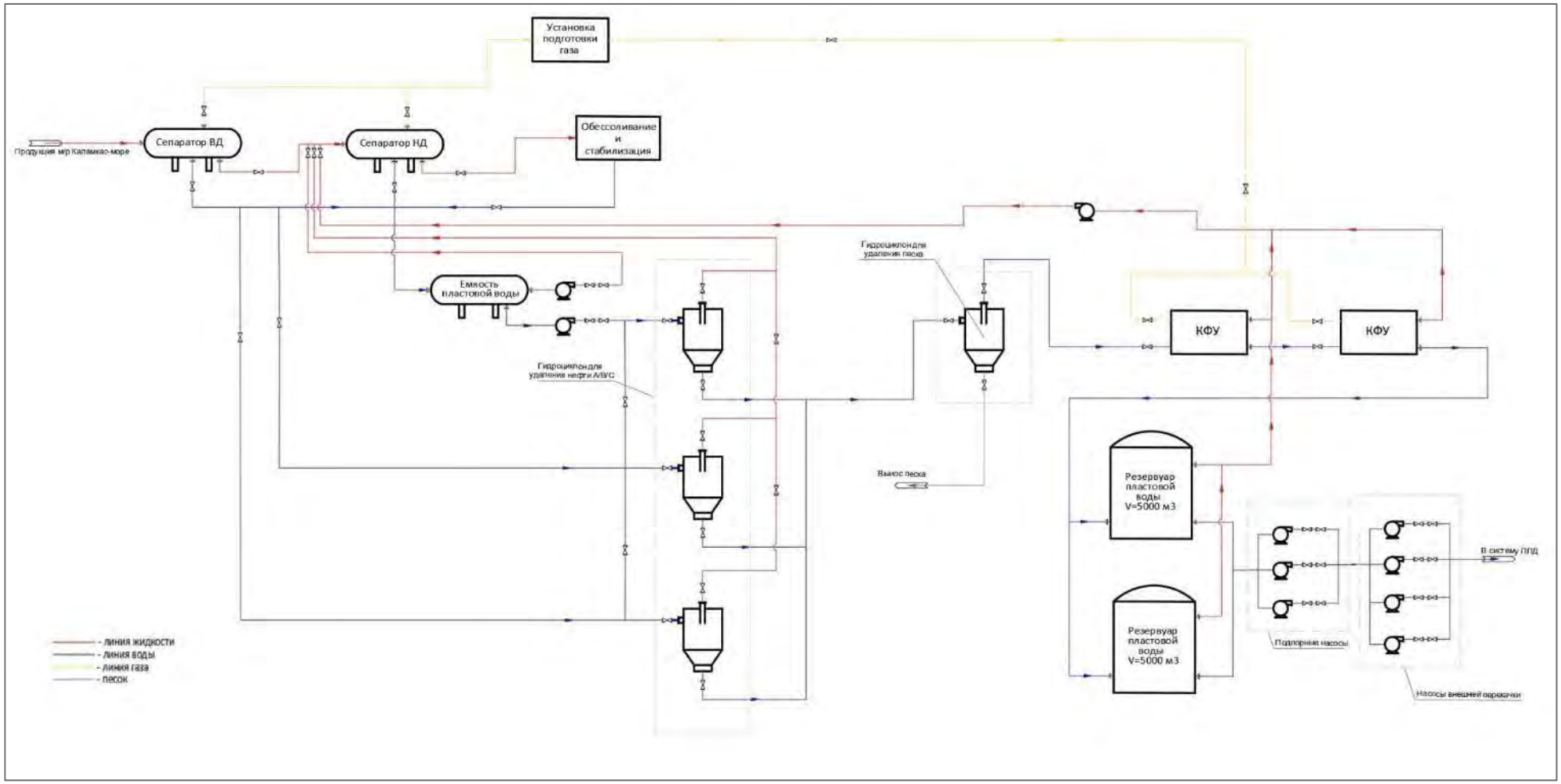


Рисунок 2.3.6. Принципиальная схема подготовки подтоварной воды на БТК

2.3.6.2. Подготовка альб-сеноманской воды

Для компенсации отбора жидкости на месторождении Каламкас-море с применением системы поддержания пластового давления, при закачке попутно добываемой воды, параллельно используется закачка подготовленной альб-сеноманской воды из водозаборных скважин, расположенных рядом с БТК.

Принципиальная технологическая схема подготовки воды показана на рис. 2.3.7.

Альб-сеноманская вода вначале направляется в первую ступень блока фильтрации установки подготовки воды, в фильтры грубой фильтрации для удаления твердых макрочастиц. В основу работы фильтров грубой фильтрации заложен принцип механической задержки крупных частиц примесей. В качестве рабочего элемента выступает сетка с определённым диаметром ячейки. Все механические частицы, имеющие размер больший, чем ячейка сетки, не могут через неё пройти и задерживаются на поверхности.

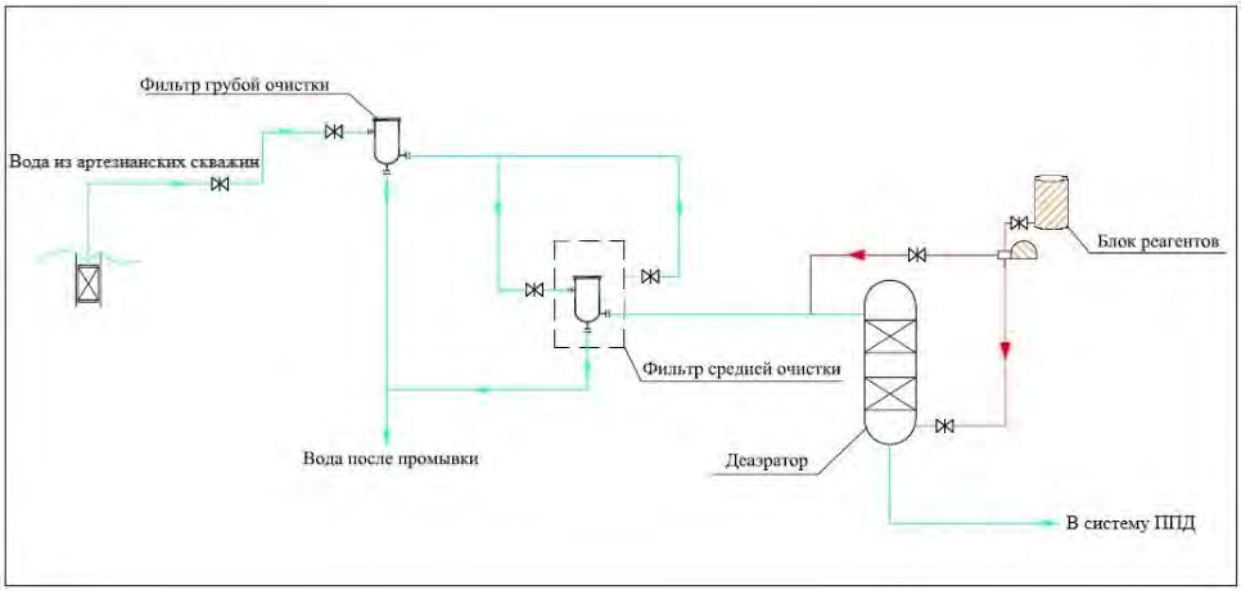


Рисунок 2.3.7. Принципиальная технологическая схема подготовки альб-сеноманской воды на БТК

После выхода с аппаратов грубой фильтрации альб-сеноманская вода направляется в фильтр средней очистки. В основе работы блока фильтров средней очистки лежит использование самоочищающегося сетчатого фильтра.

Далее альб-сеноманская вода направляется в деаэратор с целью удаления растворенного кислорода. На входе в деаэратор, для улучшения параметров работы, в морскую воду добавляется пеногаситель, а для снижения содержание кислорода с 50 до 10 ppm (млн$^{-1}$), в нижнюю часть аппарата предусматривается добавление поглотителя кислорода.

Подготовленная альб-сеноманская вода после деаэратора посредством подпорных насосов воды подается на прием подводящего трубопровода экспортных высоконапорных насосов, где происходит ее смешивание с подготовленной подтоварной водой для последующей перекачки на морскую платформу.

2.3.7. Выработка электроэнергии

Для выработки электроэнергии будут использованы 3 турбинные энергоустановки, работающие на двух видах топлива (топливный газ и дизельное топливо). Две установки будут работать под нагрузкой около 50%, позволяющей избежать существенного сброса

нагрузки в случае автоматического отключения одной установки, третья установка будет запасной на случай технического обслуживания.

В состав турбогенераторной установки входят: блок подготовки дизельного топлива, блок топливного газа и вспомогательные устройства.

Для того, чтобы обеспечить непрерывную выработку электроэнергии в случае прекращения подачи топливного газа, установки переходят на сжигание дизельного топлива.

Кроме того, предусматривается аварийный дизельный генератор (АДГ) для пуска из полностью обесточенного состояния и аварийных ситуаций, чтобы обеспечивать необходимые условия проживания на площадке, а также подготовку к эксплуатации в зимних условиях на переходных этапах.

2.3.8. Факельная система

Факельная система используется для сбора сбросов из различных технологических систем:

- высокого давления (ВД) предусмотрена для систем, рассчитанных на номинальное давление выше 0,9 МПа (изб.);
- низкого давления (НД) - для систем, рассчитанных на номинальное давление ниже 0,9 МПа (изб.).

Система ВД предусматривается для сжигания при аварийных ситуациях. Система НД применяется для сбора определенного количества непрерывных сбросов (например, газа для создания защитной подушки, флотационного газа и уплотнительного газа).

Факел ВД оснащается факельным оголовком со скоростью сжигаемого газа, близкой к скорости звука, а на факеле НД возможно использование открытого факельного оголовка. Предусматривается общая система розжига факела для систем ВД и НД, а также общая мачта для поддержания факельных стволов. В системе розжига факела применяются одна или несколько постоянно зажженных пилотных горелок, устройства розжига и контроля пилотных горелок.

Трубные коллекторы факельной системы имеют уклон для обеспечений сбора любых жидкостей, присутствующих в коллекторах, в конденсатосборниках соответствующих факельных сепараторов, расположенных в самой нижней точке систем трубных обвязок факелов.

2.3.9. Баланс добычи и распределения газа

Баланс прогнозных показателей добычи и распределения газа на период 2029-2079 гг. представлен в таблице 2.3.5.

Таблица 2.3.5 Баланс добычи и распределения газа

Год	Добыча газа V_I, млн м^3	Закачка газа в газовую шапку, V_4, млн м^3	На выработку электроэнергии V_3, млн м^3	Технологически неизбежное сжигание V_V, млн м^3	Утилизация газа, %
2029		30,09	19,19	7,00	87,5
2030	239,24	187,56	41,85	9,83	95,9
2031	322,03	270,35	38,44	13,23	95,9
2032	470,75	418,93	32,53	19,29	95,9
2033	478,56	426,90	32,00	19,67	95,9
2034	484,18	432,30	31,97	19,90	95,9
2035	421,86	370,19	34,34	17,34	95,9
2036	399,48	347,66	35,45	16,37	95,9
2037	382,95	331,27	35,94	15,74	95,9
2038	370,27	318,60	36,46	15,22	95,9

Год	Добыча газа V_I, млн м^3	Закачка газа в газовую шапку, V_4, млн м^3	На выработку электроэнергии V_3, млн м^3	Технологически неизбежное сжигание V_V, млн м^3	Утилизация газа, %
2039	360,16	308,49	36,88	14,80	95,9
2040	353,31	301,49	37,34	14,48	95,9
2041	352,41	300,75	37,17	14,48	95,9
2042	344,20	292,52	37,53	14,15	95,9
2043	333,00	281,33	37,99	13,69	95,9
2044	323,48	271,67	38,55	13,26	95,9
2045	311,59	259,91	38,87	12,80	95,9
2046	300,99	249,31	39,31	12,37	95,9
2047	292,58	240,90	39,65	12,02	95,9
2048	285,36	233,54	40,12	11,69	95,9
2049	277,76	226,08	40,26	11,41	95,9
2050	271,89	220,21	40,50	11,17	95,9
2051	262,55	210,89	40,87	10,79	95,9
2052	251,31	199,49	41,52	10,30	95,9
2053	243,55	191,87	41,67	10,01	95,9
2054	236,76	185,08	41,95	9,73	95,9
2055	230,58	178,90	42,20	9,48	95,9
2056	225,41	173,59	42,58	9,24	95,9
2057	219,82	168,15	42,64	9,03	95,9
2058	215,82	164,14	42,81	8,87	95,9
2059	212,09	160,41	42,96	8,72	95,9
2060	209,45	157,63	43,24	8,58	95,9
2061	206,42	154,74	43,20	8,48	95,9
2062	204,97	153,30	43,25	8,42	95,9
2063	203,57	151,89	43,31	8,37	95,9
2064	201,77	149,95	43,55	8,27	95,9
2065	198,63	146,95	43,52	8,16	95,9
2066	195,68	144,00	43,64	8,04	95,9
2067	193,48	141,80	43,73	7,95	95,9
2068	132,23	80,41	46,40	5,42	95,9
2069	127,88	76,20	46,42	5,26	95,9
2070	121,96	70,28	46,67	5,01	95,9
2071	117,32	65,64	46,86	4,82	95,9
2072	113,97	62,15	47,15	4,67	95,9
2073	110,82	59,14	47,12	4,55	95,9
2074	108,03	56,35	47,24	4,44	95,9
2075	105,34	53,66	47,35	4,33	95,9
2076	102,78	50,96	47,61	4,21	95,9
2077	100,25	48,57	47,56	4,12	95,9
2078	101,44	49,77	47,51	4,17	95,9
2079	101,29	49,61	47,52	4,16	95,9

2.3.10. Бурение скважин

Предусмотрено бурение добывающих и нагнетательных (газонагнетательных и водонагнетательных) скважин по схемам, определенным проектом разработки месторождения Каламкас-море. Проектная глубина для всех скважин не превышает 2100±250м (по вертикали). Бурение скважин на месторождении рекомендуется вести буровыми установками с грузоподъемностью до 4500 кН, типа ZJ-50 или аналога ZJ-70.

По своей конструкции скважины разделены на несколько основных типов – скважины на верхние объекты, скважины на нижние объекты, газонагнетательные скважины, водонагнетательные скважины. По типу траекторий скважины разделены на следующие типы – скважины с малым отходом, скважины со средним отход, скважины с большим отходом от вертикали.

Рекомендуемые конструкции скважин по типам профилей с учетом геологического разреза представлены в таблицах 2.3.6 – 2.3.9.

Таблица 2.3.6 Конструкции скважин на верхний объект

Наименование колон	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента, м
	долота	колонны		
Направление	забивное	762,0	120	До устья
Кондуктор	660,4	508	650	До устья
Техническая колонна	469,9/444,5	406,4/339,7	1650/1575	До устья
Эксплуатационная колонна	342,9/311,1	273,0/244,5	2265/1785	На всю длину
Эксп. хвостовик	215,9	139,7	4755/1792	На всю длину

Примечание: *В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.*

Таблица 2.3.7 Конструкции скважин на нижний объект

Наименование колон	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента, м
	долота	колонны		
Направление	забивное	762,0	120	До устья
Кондуктор	660,4	508	650	До устья
Техническая колонна	444,5	339,7	1605/1590	До устья
Эксплуатационная колонна	311,1	244,5	2650/2085	На всю длину
Эксп. хвостовик	215,9	139,7	4784/2085	На всю длину

Примечание: *В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.*

Таблица 2.3.8 Конструкции наклонно-направленных скважин

Наименование колон	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента, м
	долота	колонны		
Направление	забивное	762,0	120	До устья
Кондуктор	660,4	508	650	До устья
Техническая колонна	444,5	339,7	2200/1156	До устья
Эксплуатационная колонна	311,1	244,5	3250/1548	На всю длину
Эксп. хвостовик	215,9	139,7	3890/2147	На всю длину

Примечание: *В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.*

Таблица 2.3.9 Конструкции скважин с отходом менее 1500м

Наименование колон	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента, м
	долота	колонны		
Направление	забивное	762,0	120	До устья
Кондуктор	444,5	339,7	650	До устья
Эксплуатационная колонна	311,1	244,5	2035/1550	На всю длину
Эксп. хвостовик	215,9	139,7	2660/2147	На всю длину

Примечание: *В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.*

Рекомендуемые типы и параметры буровых растворов по интервалам бурения скважин представлены в таблице 2.3.10.

Таблица 2.3.10 Рекомендуемые типы и параметры буровых растворов по интервалам бурения скважин

Название (тип бурового раствора)	Интервал по вертикали, м		Плотность, г/см^3	Вязкость, сек	Водоотдача, см^3/30мин	Корка, мм
	от (верх)	до (низ)				
Бентонитовый	0	120	1,03-1,05	55-65	9-10	1,5-2
Раствор на углеводородной основе	120	650	1,05-1,07	50-60	≤3	1,0
Раствор на углеводородной основе	650	1570	1,05-1,25			1,0
Раствор на углеводородной основе	1570	Т1	1,15-1,25			0,5
Раствор на углеводородной основе	Т1	Т2	1,15-1,35			

Продолжительность бурения скважин

Продолжительность бурения скважин, в зависимости от типа, составит ориентировочно от 68 до 103 сут.

Продолжительность строительства скважин представлена в таблицах 2.3.11-2.3.13.

Таблица 2.3.11 Расчет продолжительности бурения горизонтальной трехствольной добывающей скважины

№	Наименование работ	Время, сут.
1	Передвижка на новый слот	2,0
2	Бурение секции 26″ (660,4мм)	3,0
3	Спуск и цементирование кондуктора 20″ (508мм)	6,0
4	Бурение секции 17 ½″ (444,5мм)	3,0
5	Спуск и цементирование технической колонны 13 3/8″ (339,7мм)	7,0
6	Бурение секции 12 ¼″ (311,2мм)	3,0
7	Спуск и цементирование кондуктора 9 5/8″ (244,5мм)	9,0
8	Бурение секции #1 хвостовик 8 ½″ (215,9мм)	5,0
9	Промывка ствола скважины перед спуском нижнего заканчивания	3,0
10	Спуск фильтра хвостовика 5 ½″ (139,7) оборудованного противопесочными фильтрами и разбухающими пакерами. Замещение бурового раствора на жидкость глушения	4,5
11	Спуск изоляционного клапана (FIV) и клина-отклонителя	3,5
12	Вырезка окна и подбуривание «кармана» в колонне 9 5/8″ (244,5мм). Подъем бурильной компановки	2,0
13	Бурение секции #2 хвостовик 8 ½″ (215,9мм)	5,0
14	Промывка ствола скважины перед спуском нижнего заканчивания	2,5
15	Спуск фильтра хвостовика 5 ½″ (139,7) оборудованного противопесочными фильтрами и разбухающими пакерами. Замещение бурового раствора на жидкость глушения	2,5
16	Подъем изоляционного клапана (FIV) и клина-отклонителя	1,5
17	Спуск и установка бокового уплотнительного узла и коннектора	2,5
18	Спуск изоляционного клапана (FIV) и клина-отклонителя	3,0
19	Вырезка окна и подбуривание «кармана» в колонне 9 5/8″ (244,5мм). Подъем бурильной компановки	1,5
20	Бурение секции #3 хвостовик 8 ½″ (215,9мм)	5,0
21	Промывка ствола скважины перед спуском нижнего заканчивания	2,5
22	Спуск фильтра хвостовика 5 ½″ (139,7) оборудованного противопесочными фильтрами и разбухающими пакерами. Замещение бурового раствора на жидкость глушения	2,5
23	Подъем изоляционного клапана (FIV) и клина-отклонителя	1,5
24	Спуск и установка бокового уплотнительного узла и коннектора	2,5
25	Спуск верхнего заканчивания (эксплуатационный пакер, УКП, датчик давления и температуры, клапан-отсекатель)	5,0
26	Установка трубодержателя. Монтаж фонтанной арматуры	1,5
27	Освоение первого объекта	7,5
28	Подготовительные работы к бурению	5,0
	Всего:	102,5

Таблица 2.3.12 Расчет продолжительности бурения типовой двухствольной скважины

№	Наименование работ	Время, сут.
1	Передвижка на новый слот	2,0
2	Бурение секции 26″ (660,4мм)	3,0
3	Спуск и цементирование кондуктора 20″ (508мм)	6,0
4	Бурение секции 17 ½″ (444,5мм)	3,0
5	Спуск и цементирование технической колонны 13 3/8″ (339,7мм)	7,0
6	Бурение секции 12 ¼″ (311,2мм)	3,0
7	Спуск и цементирование кондуктора 9 5/8″ (244,5мм)	9,0
8	Бурение секции #1 хвостовик 8 ½″ (215,9мм)	5,0
9	Промывка ствола скважины перед спуском нижнего заканчивания	3,0
10	Спуск фильтра хвостовика 5 ½″ (139,7) оборудованного противопесочными фильтрами и разбухающими пакерами. Замещение бурового раствора на жидкость глушения	4,5
11	Спуск изоляционного клапана (FIV) и клина-отклонителя	3,5
12	Вырезка окна и подбуривание «кармана» в колонне 9 5/8″ (244,5мм). Подъем бурильной компановки	2,0
13	Бурение секции #2 хвостовик 8 ½″ (215,9мм)	5,0
14	Промывка ствола скважины перед спуском нижнего заканчивания	2,5
15	Спуск фильтра хвостовика 5 ½″ (139,7) оборудованного противопесочными фильтрами и разбухающими пакерами. Замещение бурового раствора на жидкость глушения	2,5
16	Подъем изоляционного клапана (FIV) и клина-отклонителя	1,5
17	Спуск и установка бокового уплотнительного узла и коннектора	2,5
18	Спуск верхнего заканчивания (эксплуатационный пакер, УКП, датчик давления и температуры, клапан-отсекатель)	5,5
19	Установка трубодержателя. Монтаж фонтанной арматуры	1,5
20	Освоение первого объекта	7,5
21	Подготовительные работы к бурению	5,0
	Всего:	84,5

Таблица 2.3.13 Расчет продолжительности бурения типовой горизонтальной скважины

№	Наименование работ	Время, сут.
1	Передвижка на новый слот	2,0
2	Бурение секции 26″ (660,4мм)	3,0
3	Спуск и цементирование кондуктора 20″ (508мм)	6,0
4	Бурение секции 17 ½″ (444,5мм)	3,0
5	Спуск и цементирование технической колонны 13 3/8″ (339,7мм)	7,0
6	Бурение секции 12 ¼″ (311,2мм)	3,0
7	Спуск и цементирование кондуктора 9 5/8″ (244,5мм)	9,0
8	Бурение секции #1 хвостовик 8 ½″ (215,9мм)	7,0
9	Промывка ствола скважины перед спуском нижнего заканчивания	3,0
10	Спуск фильтра хвостовика 5 ½″ (139,7) оборудованного противопесочными фильтрами и разбухающими пакерами. Замещение бурового раствора на жидкость глушения	5,0
11	Спуск верхнего заканчивания (эксплуатационный пакер, УКП, датчик давления и температуры, клапан-отсекатель)	6,0
12	Установка трубодержателя. Монтаж фонтанной арматуры	2,0
13	Освоение первого объекта	7,5
14	Подготовительные работы к бурению	5,0
	Всего:	67,5

Рекомендуемые химические реагенты для обработки бурового раствора

Ориентировочный состав бурового раствора на основе минерального масла и парафина:

- минеральное масло или базовое масло типа Lamix-30 или EDC-95/11;
- средство для контроля фильтрации типа DURATONE HT или типа VERSATROL;

- стабилизатор буровых растворов на углеводородной основе типа INVERMUL NT;
- эмульгатор типа EZ MUL NT или VERSAMUL/VERSACOAT;
- стабилизатор буровых растворов на углеводородной основе типа DRILTREAT;
- гель-загуститель типа GELTONE II, VERSAGEL или VG-69;
- известь;
- хлористый кальций;
- утяжелитель;
- суспензионный агент типа SUSPENTONE;
- модификатор реологии типа RM-63;
- фильтрационный контрольный реагент типа LIQUITONE;
- смачивающиеся агенты типа VERSAWET;
- материалы борьбы с поглощениями – волокнистые/ гранулированные/ закупоривающие или блокирующие агенты.

Также в процессе бурения необходимо предусмотреть ввод реагентов - поглотителей или нейтрализаторов CO_2 - за 50-100 м до вскрытия продуктивных пластов.

2.4. ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Наилучшие доступные техники – наиболее эффективный и продвинутый этап в развитии деятельности и методов эксплуатации, который служит основой для установления технологических нормативов, предназначенных для предотвращения или снижения воздействия на окружающую среду.

При реализации намечаемой деятельности, предлагаются к применению следующие наилучшие доступные технологии:

- контроль за ведением технологического процесса и применение автоматизированной системы управления процессом, предупреждающим возникновение аварийных ситуаций;
- комплектация двигателями внутреннего сгорания, отвечающими требованиям по предельным значениям выхлопных газов;
- использование в газотурбинных установках технологии с сухим подавлением, обеспечивающей снижение выбросов оксидов азота (NO_x);
- применение в технологических нагревателях горелок, сводящих к минимуму образования выбросов в процессе горения;
- оснащение факельных установок горелками с акустическими форсунками, создающими высокоэффективное и бессажевое сжигание газов, образующихся при пуско-наладочных работах и техническом обслуживании установок;
- увеличение высоты факельных установок, способствующая рассеиванию продуктов сгорания в атмосфере;
- обогрев многофазного трубопровода для предотвращения образования гидратов во время плановых остановов установки, позволяющей избежать продувки трубопровода и последующего сжигания на факельных установках;
- оснащение резервуаров для хранения товарной нефти плавающей крышей, минимизирующей выбросы углеводородов;
- применение фланцев, клапанов и насосов, используемых в сероводородсодержащей среде, соответствующие классу герметичности и стандартам ISO;

- внедрение программы обнаружения и устранения утечек через фланцы, клапана и уплотнения насосов, позволяющей снизить выбросы летучих органических соединений;
- очистка и повторное использование различных потоков сточных вод в качестве воды для пожаротушения и промывочной воды в установках обессоливания сырой нефти;
- применение воздушного охлаждения на наземных и морских сооружениях, обеспечивающей снижение потребности в морской или пресной воде;
- операции по обезвреживанию и хранению производственных отходов, будут осуществляться на специальном полигоне.

Применение наилучших доступных техник направлено на комплексное предотвращение загрязнения окружающей среды, минимизацию и контроль негативного антропогенного воздействия на окружающую среду.

РАЗДЕЛ 3. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

3.1. КАЧЕСТВО АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА В РАЙОНЕ ПЛАНИРУЕМЫХ РАБОТ

Анализ фонового состояния окружающей среды позволяет оценить ее исходное состояние перед началом планируемых работ и возможность дальнейшей техногенной нагрузки от планируемой деятельности.

В основу характеристики качества атмосферного воздуха в районе планируемых работ положены результаты морского мониторинга воздействия в рамках ПЭК на контрактной территории за 2016-2019 гг., выполненных ТОО «Казэкопроект» и ТОО «Казахстанское Агентство Прикладной Экологии» и фоновых экологических исследований, выполненных ТОО «Казэкопроект» осенью 2017 – летом 2018 гг. Замеры проводились на всей лицензионной территории месторождения Каламкас-море, на участке, где планируется размещение МТК (МЛСП), вдоль морского трубопровода Каламкас-море – Бузачи и наземной части маршрута трубопровода.

Отбор проб атмосферного воздуха проводился путем прямых замеров во время проведения мониторинговых и фоновых исследований состояния окружающей среды.

В качестве контролируемых ингредиентов для каждой из точек наблюдения были приняты: углерода оксид (CO), азота оксид (NO), азота диоксид (NO_2), серы диоксид (SO_2), сероводород (H_2S) и углеводороды (C_1-C_5 и C_{12}-C_{19}).

Измерения проводились весной, летом, осенью.

В целом, метеорологические показатели в период проведения экологических исследований по сезонам 2016-2019 гг. соотносились с естественной многолетней динамикой наблюдений в регионе и соответствовали временам года.

Пределы значений концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе районов предполагаемой реализации проекта за исследуемый период приведены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 Концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе проектируемой территории по данным экологических исследований 2016-2019 гг., мг/м^3

Год	Сезон	Контролируемые ингредиенты, мг/м^3						
		CO	NO	NO_2	H_2S	SO_2	C_1-C_5	C_{12}-C_{19}
Лицензионная территория месторождения Каламкас								
2016	Весна	<1,5	<0,03	<0,02	<0,004	<0,025	<25	<0,5
	Лето	<1,5	<0,03	<0,02	<0,004	<0,025	<25	<0,5
	Осень	<1,5	<0,03	<0,02	<0,004	<0,025	<25	<0,5
2017	Весна	0,87-1,18	<0,03	<0,02	<0,004	<0,025	<25	<0,5
	Лето	<1,5	<0,03	<0,02	<0,004	<0,025	<25	<0,5
	Осень	<1,5-1,79	<0,03	<0,02	<0,004	<0,025	<25	<0,5
2018	Весна	<1,5	<0,03	<0,02-0,02242	<0,004	<0,025	<25	<0,5
	Осень	<1,5	<0,03	<0,02	<0,004	0,034	<25	<0,05
2019	Весна	1,14-1,6	0,002-0,005	0,008-0,016	0,0015	0,005-0,008	1,41-3,5	0,0-0,006
	Лето	0,89-1,21	0,003-0,006	0,013-0,04	0,0013-0,0016	0,006-0,008	1,12-2,16	0,003-0,014
	Осень	0,85	0,0026	0,0037	0,0011	0,0017	1,14-1,68	0,016
Морской технологический комплекс								
2017	Осень	2,06	<0,03	<0,02	<0,004	<0,025	<25	<0,5
2018	Весна	<1,5	<0,03	0,02084	<0,004	<0,025	<25	<0,5
	Лето	<1,5	<0,03	<0,02	<0,004	<0,025	<25	<0,5

Год	Сезон	Контролируемые ингредиенты, мг/м^3						
		CO	NO	NO_2	H_2S	SO_2	C_1-C_5	C_{12}-C_{19}
Трубопровод Западный Каламкас-Бузачи								
2017	Осень	2,03-2,07	<0,03	<0,02	<0,004	<0,025	<25	<0,5
2018	Весна	<1,5	<0,03	<0,02-0,02544	<0,004	<0,025	<25	<0,5
	Лето	<1,5	<0,03	<0,02	<0,004	<0,025	<25	<0,5
Наземная часть маршрута трубопровода								
2017	Осень	<1,5	<0,03	<0,02	<0,004	<0,025	<25	<0,5
2018	Весна	<1,5	<0,03	<0,02	<0,004	<0,025	<25	<0,5

В результате исследований установлено:

- концентрации серы диоксида находятся ниже пределов обнаружения <0,025 мг/м^3;
- содержания азота диоксида варьируют от «не обнаружено» до 0,02544 мг/м^3;
- колебания содержаний азота оксида ниже предела обнаружения <0,03 мг/м^3;
- концентрации сероводорода ниже чувствительности анализа <0,004 мг/м^3;
- концентрации углерода оксида варьируют от «не обнаружено» до 2,07 мг/м^3;
- содержания углеводородов C_1-C_5 ниже пределов обнаружения <25 мг/м^3;
- концентрации суммы углеводородов C_{12}-C_{19} ниже порога обнаружения <0,5 мг/м^3.

Результаты замеров в период проведения мониторинговых работ при проведении морских операций сопоставимы со значениями, выявленными на фоновых станциях в те же периоды исследований.

В качестве критерия для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха применяются значения максимально-разовых предельно допустимых концентраций веществ в атмосферном воздухе для населенных мест. Значения ПДК приняты на основании Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций», утвержденных приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70.

Максимально-разовые предельно допустимые концентрации контролируемых загрязняющих веществ в атмосферном воздухе приведены в табл. 3.1.2.

Таблица 3.1.2 $ПДК_{мр}$ загрязняющих веществ в атмосферном воздухе

Значения $ПДК_{мр}$	Ингредиенты						
	CO	NO	NO_2	H_2S	SO_2	C_1-C_5	C_{12}-C_{19}
мг/м^3	5,0	0,4	0,2	0,008	0,5	50,0	1,0

Концентрации определяемых ингредиентов в атмосферном воздухе территории предполагаемой реализации проекта по сезонам 2016-2019 гг. находились в пределах значительно ниже установленных показателей $ПДК_{мр}$ для населённых пунктов и характеризуют фоновое состояние воздушного бассейна.

Таким образом, в значимых концентрациях в атмосферном воздухе территории проектируемых работ отмечены только диоксид азота (0,1 ПДК) и оксид углерода (0,4 ПДК), концентрации других загрязнителей были ниже пределов обнаружения.

Полученные показатели состояния воздушного бассейна на лицензионной площади Каламкас, МЛСП и трассе трубопровода не превышают критериев качества атмосферного воздуха и могут приниматься как фоновое загрязнение воздушного бассейна над акваторией Каспийского моря.

3.2. МОРСКАЯ СРЕДА

3.2.1. Гидрохимия морской воды

Гидрохимические и гидрофизические характеристики поверхностных вод даны на основе морских экологических исследований, проведенных ТОО «Казэкопроект» и ТОО «КАПЭ» в период с весны 2016 г. до осени 2019 г.

Данные химических анализов проб воды приведены по пробам, отобранным на лицензионной территории, а также на акватории, прилегающей к МТК (МЛСП) и экспортному трубопроводу.

Соленость

Соленость вод акватории лицензионной территории месторождения Каламкас определяется как стоком речных вод, преимущественно волжских, так и процессами водообмена между Средним и Северным Каспием и зависит от множества климатических факторов – температуры, направления течений и ветра, времени речных паводков и т. д.

Как правило, увеличение солености в Северном Каспии начинается в меженный период и с увеличением проникновения вод из Среднего Каспия.

В 2016-2018 гг. соленость в поверхностном горизонте в весенний период колебалась от 2,9‰ до 11‰, в придонном – от 3,5‰ до 11,8‰, летом средние концентрации несколько повысились – 5,9-11,4‰ в поверхностном слое и 8,5-11,8‰ в придонном горизонте. Осенью, в связи с уменьшением интенсивности водообменных процессов, соленость в поверхностном и придонном горизонтах несколько снижалась – 3,6-10,0‰ и 6,7-9,4‰ соответственно.

В 2019 г. соленость в поверхностном горизонте в весенний период колебалась от 8,3‰ до 8,7‰, в придонном – от 8,4‰ до 8,7‰, летом средние концентрации несколько повысились – 8,9-9,5‰ в поверхностном слое и 9,1-9,6‰ в придонном горизонте. Осенью соленость в поверхностном и придонном горизонтах колебалась в пределах 10,3-10,9‰ и 10,5-11,1‰ соответственно.

В целом, соленость в акватории проектируемых работ полностью обуславливается естественным развитием сезонных и региональных факторов формирования окружающей среды.

Кислород

Растворимость кислорода в воде зависит от температуры, что обуславливает сезонные вариации его содержания в воде. Так, в акватории лицензионной территории месторождения Каламкас отмечается четкая закономерность понижение концентраций кислорода от весны к лету, и, далее, их повышение от лета к осени вслед за снижением температуры воды.

В весенний период 2016 г. содержания кислорода в поверхностном горизонте составляли 8,6-11,8 мг/дм^3, в придонном – 8,0-11,3 мг/дм^3, в 2017 – 8,6-11,0 и 8,0-11,0 мг/дм^3, а в 2018 – 10,83 – 12,51 мг/дм^3 и 10,94 – 12,56 мг/дм^3, в 2019 г. – 6,81-7,29 и 6,75-7,79 мг/дм^3 соответственно.

В летний период содержание кислорода закономерно снижалось – в поверхностном горизонте до 6,3-8,7 мг/дм^3 и 6,6-8,6 мг/дм^3 в 2016 и 2017 гг. соответственно. Аналогичная ситуация отмечалась и для придонного горизонта – содержания кислорода уменьшились приблизительно на 2 мг/дм^3. В 2019 г. содержания кислорода колебались в пределах 5,92-6,48 мг/дм^3 в поверхностном и 6,05-6,58 мг/дм^3 в придонном горизонте.

Осенью содержание кислорода немного увеличивалось по сравнению с летом. Так, осенью 2018 г. содержания кислорода в поверхностном горизонте составляли 6,95-9,31 мг/дм^3, в придонном – 7,25-9,22 мг/дм^3, в 2019 г. – 9,76-11,5 мг/дм^3.

Площади с гипоксией кислорода в период наблюдений отсутствовали, содержание кислорода как в поверхностных, так и в придонных слоях воды ниже уровня ПДК для водоемов рыбохозяйственного назначения (6 мг/дм^3) не опускалось.

Значения pH

Вариации показателя pH в целом соответствовали обстановке в Северном Каспии в зависимости от сезона и зависели от режима смены водных масс. Разница показателей в поверхностном и придонном горизонтах обычно не превышала 0,2-0,4 и свидетельствовала о сравнительно высоком уровне продукционных процессов.

Относительно повышенные значения pH отмечались весной и летом 2016 г., варьируя от 8,2 до 9,5 и составляя в среднем до значения 8,9.

Вариации pH в 2017 соответствовали среднемноголетним значениям – от 7,4 до 8,7, составляя в среднем 8,4 весной, 8,15 летом и 8,25 осенью. Пределы изменения pH в 2018-19 гг. были близки показателям 2016 г. и составляли 8,41-9,55.

В целом показатели pH на лицензионной территории месторождения Каламкас были близки среднестатистическим значениям для Северного Каспия соответствующего периода.

Содержания биогенных элементов

Важным показателем экологического состояния вод акватории является концентрация биогенных элементов – минеральных соединений азота и фосфора.

Содержание в воде соединений азота определяется общими закономерностями: поступлением их с волжским стоком и компенсационным стоком из Среднего Каспия, регенерацией из органических соединений, поступлением из донных отложений и потреблением при вегетации фитопланктона.

Азот общий

Содержания общего азота в пределах акватории Северного Каспия колеблются в очень широких пределах, изменяясь по сезонам года.

Содержание биогенных веществ обычно нарастает от весны к осени. Значительная часть азотсодержащих органических соединений поступает в природные воды в процессе отмирания организмов, главным образом, фитопланктона, и распада их клеток. При этом содержание восстановленных (аммонийных) форм азота составляет от 57 до 77% от общего азота.

В период весна 2016 – осень 2018 гг. концентрации азота общего на акватории лицензионной территории Каламкас колебались в пределах от менее 0,004 до 0,8 мг/дм^3, составляя, в среднем, 0,5 мг/дм^3 в летний период и менее 0,5 мг/дм^3 весной и осенью.

В акватории МТК (МЛСП) и по трассе трубопровода Западный Каламкас-Бузачи в период с осени 2017 г. по лето 2018 г. среднее содержание азота составляло 0,3 мг/дм^3.

В 2019 г. весной, летом и осенью концентрации азота общего составляли менее 0,1 мг/дм^3.

Азот нитритный

По результатам предыдущих исследований, воды Северного Каспия характеризуются низкими концентрациями нитритов, которые быстро потребляются фитопланктоном.

Содержания нитритного азота в период весна 2016 – осень 2018 гг. на акватории лицензионной территории Каламкас колебались в пределах от 0,0016 до 0,075 мг/дм^3, максимальные концентрации были отмечены весной 2018 г, в 2019 г. концентрации весной, летом и осенью были менее 0,016 мг/дм^3.

В акватории МТК (МЛСП) и трассы трубопровода содержания нитритов на всем протяжении периода наблюдений стабильно составляли 0,007-0,008 мг/дм^3.

Азот нитратный

В общем, содержания нитратного азота в водах Северного Каспия уменьшается от приустьевых районов рек по направлению югу.

В 2016-18 гг. в акватории лицензионной территории Каламкас средние содержания азота нитратного колебались в пределах от «ниже предела обнаружения метода анализа» до 0,4 мг/дм^3. Минимальные концентрации нитратов отмечались в весенний период, возрастая к лету и последовательно снижаясь к осени, в 2019 г. концентрации весной, летом и осенью были менее 0,016 мг/дм^3.

В акватории МТК (МЛСП) в период осень 2017 - лето 2018 гг. минимальные значения концентраций нитратов в поверхностном горизонте были отмечены осенью 2017 г., весной и летом 2018 г. они составляли 0,3 мг/дм^3, средние содержания в придонном горизонте составляли 0,3 мг/дм^3.

По трассе трубопровода за этот же период среднее содержание нитратов было стабильным и составляло 0,3 мг/дм^3.

В целом, вертикальная стратификация для соединений азота на участках проектируемых работ была не характерна.

Фосфор

По результатам исследований 2016-2018 гг. концентрации фосфора в акватории лицензионной территории Каламкас в большинстве проб были ниже пределов обнаружения методов анализа (менее 0,005 мг/дм^3 и менее 0,002 мг/дм^3), значимые концентрации были редкими, преимущественно на уровне 0,003-0,009 мг/дм^3. Максимальные концентрации фиксировались весной 2016 в единичной пробе в количестве 0,013 мг/дм^3, а осенью 2018 - 0,011 мг/дм^3. Аналогичная ситуация отмечалась и в акватории МТК (МЛСП) осенью 2017 - летом 2018 гг. – в подавляющем количестве проб концентрации фосфора были ниже уровня определения анализа (менее 0,005 мг/дм^3). В 2019 г. концентрации фосфора весной, летом и осенью были менее 0,002 мг/дм^3.

Осенью 2017 г. содержания фосфора на трассе трубопровода находились ниже уровня определения анализа. Сравнительно повышенные концентрации фосфора отмечались на трассе трубопровода весной 2018 г. – в поверхностном горизонте содержания варьировали в пределах от <0,005 до 0,07 мг/дм^3 при среднем содержании 0,011 мг/дм^3, в придонном горизонте от <0,005 до 0,05 мг/дм^3 при среднем содержании 0,009 мг/дм^3. Летом концентрации резко уменьшились, до уровня ниже определения анализа.

$БПК_5$

Район структуры Каламкас-море напрямую не подвержен антропогенному воздействию. Загрязнения могут туда поступать только со стороны р. Волги или смываться с побережья полуострова Бузачи. Воздействие этих источников ограничено. Большую роль может играть автохтонное органическое вещество. Однако вследствие сравнительной глубоководности района продукционные процессы там протекают более медленно, чем на мелководье.

Вероятно, это обусловило сравнительно низкие значения показателя БПК, изменяющиеся от 0,5 до 0,8 мгO_2/дм^3. Динамика изменений показателя $БПК_5$ на лицензионной территории Каламкас за период наблюдений приведена на рис. 3.2.1.

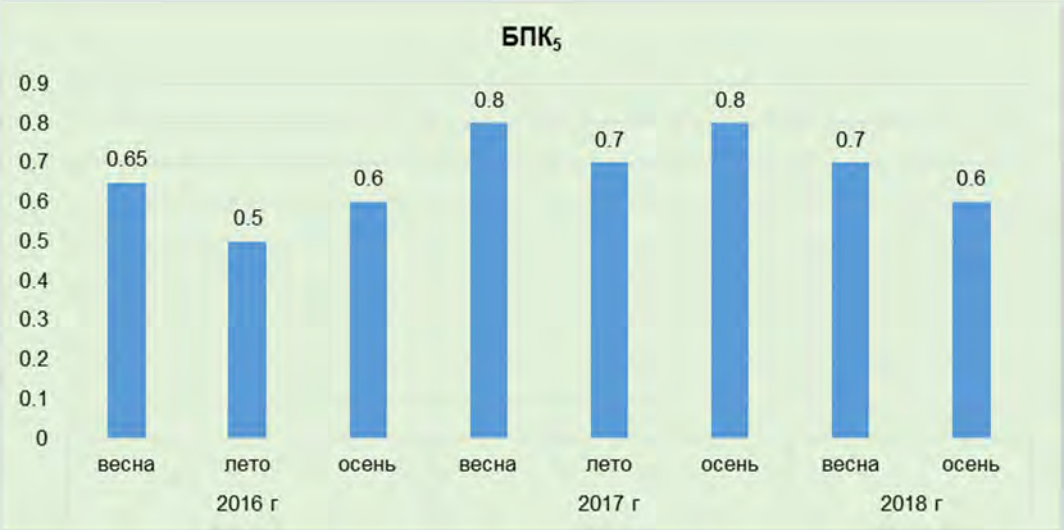


Рисунок 3.2.1. Содержания $БПК_5$ в воде акватории лицензионной площади Каламкас в период с весны 2016 г. по осень 2018 г.

Значения показателя БПК обычно закономерно снижаются от весны к лету и увеличиваются к осени, достигая весеннего уровня.

Средние значения $БПК_5$ в акватории МТК (МЛСП) и на трассе трубопровода в период с осени 2017 г. до лета 2018 г. варьировали в пределах 0,9-1,2 $мгO_2/дм^3$ и 0,8-1,3 $мгO_2/дм^3$.

В 2019 г. средние значения $БПК_5$ составляли весной 0,8 $мгO_2/дм^3$, летом 1,0 $мгO_2/дм^3$, осенью 0,9 $мгO_2/дм^3$.

Динамика изменений показателя $БПК_5$ на этих участках за период наблюдений 2017-18 гг. приведена на рис. 3.2.2.

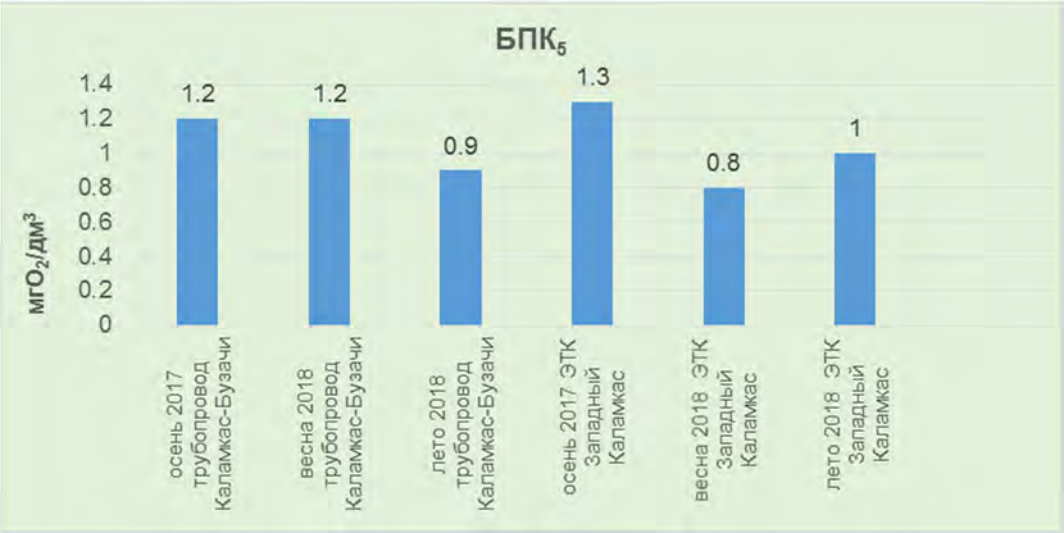


Рисунок 3.2.2. Содержания $БПК_5$ в воде акватории обследованных участков в период с осени 2017 г. до лета 2018 г.

ХПК

В 2016-2018 гг. содержание ХПК в акватории лицензионной территории месторождения Каламкас не определялось.

В акватории МТК (МЛСП) средняя величина ХПК в период с осени 2017 г. до лета 2018 г. колебалась от 15 до 21 $мгO_2/дм^3$, максимальные показатели фиксировались летом 2018 г.

На трассе трубопровода в указанный период среднее значение ХПК были близкими и варьировали в пределах от 18 до 21 мгO_2/дм^3.

Содержания органического углерода

На проектируемых участках содержания органического углерода колебались в очень широких пределах, изменяясь от 0,166 мг/дм^3 весной 2016 г. до 50,77 мг/дм^3 весной 2017 г.

Относительно повышенные содержания органического углерода отмечались в 2017 г., максимальные вариации концентраций и среднее содержание которого были приурочены к весеннему сезону – от 25,28 до 130,64 мг/дм^3 и 50,77 мг/дм^3.

В 2016 г. уровень средних концентраций составлял 0,166 мг/дм^3 весной, 2,698 мг/дм^3 летом и 1,648 мг/дм^3 осенью.

Концентрации органического углерода весной 2018 г. были повсеместно ниже 2,0 мг/дм^3, тогда как осенью этого года варьировали в пределах <0,7 – 28,8 мг/дм^3 при среднем 10,5 мг/дм^3, в 2019 г. средняя концентрация весной была 4,7 мг/дм^3, летом 1,1 мг/дм^3, осенью менее 0,7 мг/дм^3.

Содержания нефтепродуктов

Концентрации нефтепродуктов на лицензионной территории Каламкас в поверхностном и придонном горизонтах в 2016-2018 гг. колебались от 0,02 до 0,04 мг/дм^3 без видимых закономерностей.

В 2019 г. осень 0,15 мг/дм^3

Все значения содержаний нефтепродуктов в воде на участке находятся в интервале ниже ПДК.

В акватории МТК (МЛСП) содержания нефтепродуктов варьировали от «ниже предела обнаружения метода анализа (0,02 мг/дм^3)» до 0,05 мг/дм^3, составляя в среднем 0,02-0,03 мг/дм^3 как в поверхностном, так и в придонном горизонтах.

На трассе трубопровода средние содержания нефтепродуктов составляли 0,02-0,03 мг/дм^3.

Фенолы

Концентрации фенолов в период исследований на участках лицензионной территории Каламкас, МТК (МЛСП) и трассе трубопровода повсеместно были ниже предела обнаружения методов анализа (<0,005 мг/дм^3) и только в 2019 г. концентрация фенолов весной была 0,0027 мг/дм^3, летом 0,0174, осенью – 0,001 мг/дм^3.

ПАУ

Концентрации ПАУ в период исследований на лицензионной территории Каламкас, МТК (МЛСП) и трассе трубопровода повсеместно были ниже предела чувствительности анализов (<0,007 мкг/дм^3), в 2019 г. – также ниже предела обнаружения весной, летом и осенью.

СПАВ

Средние содержания СПАВ в воде лицензионной территории Каламкас в период исследований в большинстве случаев колебались в пределах <0,005-0,011 мг/дм^3 и только весной 2017 г. достигали 0,024 мг/дм^3. В 2019 г. концентрации СПАВ были весной 0,008 мг/дм^3, летом ниже уровня определения, осенью 0,033 мг/дм^3.

Аналогичны содержания СПАВ были характерны и для акваторий МТК (МЛСП) и трассы трубопровода.

Следует отметить, что значимые концентрации СПАВ фиксировались только в поверхностном горизонте, в придонном горизонте они, как правило, были ниже уровня определения анализа.

Повсеместно содержания СПАВ составляли десятые доли ПДК.

Содержания металлов в воде

Тяжелые металлы относятся к приоритетным загрязняющим веществам, наблюдения за которыми обязательны во всех средах.

Попадание тяжелых металлов в водную среду возможно за счет речного стока, обогащённого загрязняющими веществами, из атмосферных осадков (кислотные осадки), смыва с побережья за счет нагонных волн, а также при обменных процессах из донных отложений.

В период наблюдений за состоянием окружающей среды в воде контролировались содержания алюминия, мышьяка, бария, кадмия, хрома, меди, железа, никеля, ртути, свинца, ванадия и цинка.

Содержания алюминия и ртути были ниже уровня определения анализами, значимые содержания кадмия, свинца и ванадия отмечались только весной 2017 г., меди – только в отдельные сезоны.

ПДК металлов в водоемах рыбохозяйственного назначения представлены в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1 ПДК водоемов рыбохозяйственного назначения*

Химический элемент	ПДК, мг/дм^3	Химический элемент	ПДК, мг/дм^3
Мышьяк	0,01	Железо	0,05
Барий	2,0	Никель	0,02
Кадмий	0,01	Свинец	0,001
Медь	0,005	Цинк	0,05

**) РНД 01.01.03-94 «Правила охраны поверхностных вод Республики Казахстан», утв. Министром экологии и биоресурсов РК 27 июня 1994 г. Приложение 3 Предельно-допустимые концентрации нормированных веществ в воде водных объектов рыбохозяйственного водопользования*

Средние содержания металлов в воде участков проектируемых работ составили:

Мышьяк

В акватории участков проектируемых работ за период проведения наблюдений в подавляющем количестве проб содержания мышьяка были ниже предела обнаружения метода анализа.

Исключения составляют только весна 2017 г., когда в акватории лицензионной территории Каламкас были в поверхностном и придонном горизонтах были зафиксированы средние содержания 0,0036 и 0,0033 мг/дм^3 и осень 2018 г. – 0,00217-0,0047 мг/дм^3.

Барий

Средние содержания бария в акватории лицензионной территории Каламкас колебались в пределах 0,026-0,0657 мг/дм^3. Максимальные средние содержания были приурочены к осени 2016 и 2018 гг. – 0,0657 и 0,0637 мг/дм^3 соответственно. Минимальными концентрациями характеризовались осень 2017 г. и весна 2018 г., уровни средних концентраций составляли 0,022 и 0,027 мг/дм^3 соответственно.

В 2019 г. концентрации бария весной, летом и осенью менее 0,007 мг/дм^3.

Средние содержания бария в акватории МТК (МЛСП) и на трассе трубопровода были практически идентичны и составляли 0,01-0,030 мг/дм^3, дифференциации по горизонтам практически не было. Максимальные концентрации на обеих участках были приурочены к лету 2018 г. и составляли 0,029-0,030 мг/дм^3.

Кадмий

Концентрации кадмия на всех участках в большинстве случаев были ниже пределов обнаружения методов анализов, исключение составила весна 2016 г., когда в поверхностном

и придонном горизонтах средние содержания составили 0,00007 мг/дм^3 и весна 2019 г. – 0,00206 мг/дм^3.

Хром

Значимые содержания хрома фиксировались в большинстве случаев, исключения составили сезоны весны 2016 г. и всех сезонов 2019 г. в акватории лицензионной территории Каламкас и лета 2018 г. в акваториях МТК (МЛСП) и трассы трубопровода.

Вариации средних содержаний хрома составили 0,0024-0,0466 мг/дм^3, максимальные концентрации были приурочены преимущественно к осеннему периоду и составляли 0,0249-0,0466 мг/дм^3 и 0,0242-0,0280 мг/дм^3 в поверхностном и придонном горизонтах соответственно.

Медь

Содержания меди в большинстве случаев были ниже уровня определения анализом, значимые содержания в поверхностном и придонном горизонтах (0,0023-0,0028 мг/дм^3 соответственно) были отмечены только весной 2017 г. и в придонном горизонте (0,0118 мг/дм^3) летом 2017 г. на лицензионной территории Каламкас, содержания осенью 2018 г составляли 0,0158-0,033 мг/дм^3. В 2019 г. концентрации меди были весной 0,0334 мг/дм^3, летом 0,0163 мг/дм^3, осенью 0,0176 мг/дм^3,

В акватории МТК (МЛСП) осенью 2017 г. содержания меди составляли 0,081 и 0,0098 мг/дм^3 в поверхностном и придонном горизонтах соответственно.

На трассе трубопровода значимые содержания были зафиксированы летом 2018 г. на уровне 0,0116 мг/дм^3.

Железо

В акватории лицензионной территории Каламкас средние содержания железа в период с весны 2016 г. до весны 2018 г. варьировали в пределах 0,055-0,17 мг/дм^3, практически всегда превышая принятый уровень ПДК 0,05 мг/дм^3. Исключения составила только весна 2017 г. и осень 2018 г., а также весь 2019 г., когда содержания железа были на уровне «ниже предела обнаружения».

Максимальные содержания были приурочены к осени 2017 г., когда они достигали 0,17 мг/дм^3 (3,4 ПДК) в поверхностном горизонте и 0,135 мг/дм^3 (2,7 ПДК) в придонном горизонте. В остальных случаях превышение ПДК было не таким высоким – 1,1-1,6 ПДК.

В акватории МТК (МЛСП) средние содержания железа колебались от 0,01 до 0,19 мг/дм^3, максимальное содержание наблюдалось также осенью 2017 г. – 0,124 мг/дм^3 и 0,190 мг/дм^3 в поверхностном и придонном горизонтах соответственно. От осени 2017 г. к лету 2018 г. концентрации последовательно снижались до 0,01-0,021 мг/дм^3, достигая уровня 0,2-0,45 ПДК.

Аналогичная ситуация отмечалась также на трассе трубопровода – экстремально высокие содержания осенью 2017 г. (2,5-3,54 ПДК) с последующим снижением до уровня 0,2 ПДК в придонном горизонте и не обнаружению в поверхностном.

Эти аномально высокие содержания железа в водах акваторий однозначно обусловлены естественными процессами, протекающими в водной толще.

Никель

Значимые содержания никеля отмечались в большинстве случаев, исключение составляет весна 2016 г. и 2017 г., когда они находились на уровне ниже определения анализом.

Вариации содержаний никеля в поверхностном и придонном горизонте, как правило, незначительны, различия между сезонами более выражены и достигали порядка. В акватории лицензионной территории Каламкас средние содержания колебались от 0,0031 до 0,019 мг/дм^3, максимальные содержания приурочены к осени 2017 г. – 0,018-0,019 мг/дм^3. В 2019 г. средняя концентрация никеля составляла весной 0,0046 мг/дм^3, летом 0,0012 мг/дм^3, осенью – ниже предела обнаружения.

В акватории МТК (МЛСП) содержание никеля колебалось от «не обнаружено» до 0,0177 мг/дм^3, максимальные содержания приурочены к осени 2017 г.

Тенденция увеличения содержаний от лета к осени отмечается также на трассе трубопровода – здесь максимальные содержания отмечаются также в осенний сезон – до 0,0184 мг/дм^3.

Свинец

Свинец для исследуемой акватории в 2016-18 гг. был не характерен, в значимых концентрациях до 0,00008-0,00009 мг/дм^3 отмечен только на площади месторождения весной 2017 г.

Ванадий

Содержания ванадия в период наблюдений находились на очень низком уровне, значимые концентрации 0,0008 мг/дм^3 отмечены только весной 2017 г. в акватории месторождения Каламкас-море.

В 2019 г. средние концентрации ванадия были весной 0,0030 мг/дм^3, летом 0,00201 мг/дм^3, осенью 0,00058 мг/дм^3.

Цинк

Дифференциация содержаний по горизонтам для цинка практически отсутствовала, его значимые содержания в акватории месторождения находились на уровне 0,005-0,029 мг/дм^3, весной 2016, летом 2016 и 2018 гг., в 2019 г. содержания были ниже уровня определения.

В акватории МТК (МЛСП) и трубопровода значимые концентрации отмечались спорадически, преимущественно в придонном горизонте.

Выводы

В целом гидролого-гидрохимический режим в период исследований 2016-2018 гг. в акватории планируемых работ был благоприятным для жизнедеятельности гидробионтов.

Полученные результаты по гидролого-гидрохимическим показателям воды указывают на то, что они соответствуют уровню среднестатистических и их значения зависели в основном от времени проведения фоновых исследований.

3.3. ДОННЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

3.3.1. Геоморфология морского дна района исследований

Наряду с банками и островами существенным элементом рельефа дна Северного Каспия являются так называемые Бороздины — вытянутые ложбины, имеющие извилистые очертания, и углубленные относительно прилегающих ровных участков дна на несколько метров. Сеть бороздин известна в пределах взморья дельты р. Волги. Они начинаются обычно еще в устьях крупных рукавов Волги и протягиваются затем на 10-20 км в южном или юго-восточном направлениях. Бороздины - это ложбины стока волжских вод, выработанные эрозионными процессами на мелководном взморье, где размывающая способность речных потоков еще сохраняется на некотором протяжении после впадения реки в море.

Особенностью геоморфологического строения рельефа шельфа казахстанской части Каспия является выраженная в рельефе впадина эрозионно-тектонического происхождения – Уральская «бороздина». Уральская бороздина протяженностью более 150 км от края авандельты Урала и шириной до 50-70 км представляет собой впадину с выраженным днищем и достаточно выраженными в рельефе бортами, особенно в западной и южных частях. Днище оконтуривается изобатами 9-10 м. Мелководный северный Каспий отделен от погруженного Среднего Каспия Мангистауским порогом, представленным в рельефе группой отмелей и аккумулятивных островов, расположенных на протяжении полуостровов Тупкараган и Бузачи.

Согласно геоморфологической карте шельфа казахстанского сектора Каспия (рис. 3.3.1), в прибрежной части выделяется морская равнина со следами сгонно-нагонной деятельности (до глубин 3 м, уклоны 0,0002-0,0009), далее морская равнина, созданная течениями и волнениями, морская равнина комплексного происхождения с островами и отмелями, наклонная морская равнина подводного берегового склона. То есть от береговой линии происходит последовательная смена морских равнин различного генезиса.

На шельфе Северного Каспия выделяется несколько разновидностей подводной равнины.

Аллювиально–морская равнина приустьевого взморья (авандельта) создана при взаимодействии течения реки и морского волнения. Здесь с высокой скоростью осаждается большая часть речных наносов и происходит наращивание дельты.

Ее границей считается «свал глубин» (перепад глубин) – условная линия, мористее которой уже не выражены течения от большинства речных рукавов и прекращается обмеление за счет выноса аллювиального материала.

Морская равнина, созданная сгонно-нагонными течениями, занимает самые мелководные прибрежные части акватории.

Плоская, осушная равнина имеет мигрирующие внешнюю и внутреннюю границы. На абс. отметках около – 28 м местами формировались береговые валы, ныне создающие пятна тростниковых зарослей, которые гасят энергию нагонных волн.

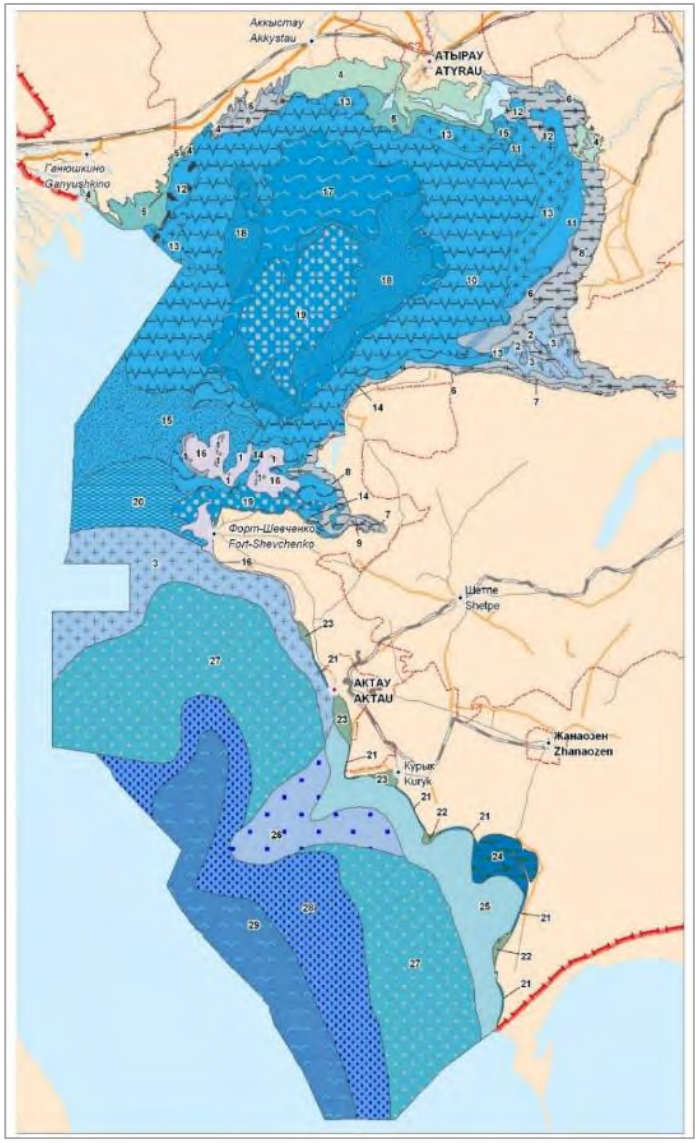
Морская равнина, созданная течениями и волнениями, занимает основную часть дна. В ее пределах развиты крупные аккумулятивные гряды протяженностью от нескольких до десятков километров. К востоку от дельты Урала гряды в целом повторяют контуры береговой линии.

Морская равнина с островами и отмелями комплексного происхождения расположена к западу от п–ва Бузачи и соответствует подводному продолжению субширотного неотектонического свода. Образованные вдали от коренного берега аккумулятивные острова и отмели приурочены к вершине этого свода. В настоящее время в составе Тюленьих островов помимо о. Кулалы на дневную поверхность выходят острова Морской и Рыбачий.

П–ов Бузачи и отмель Тюленьих островов обрамляются подводным склоном, на севере сливающимся с бортами Уральской бороздины, а на юге - с Мангышлакской бороздиной.

Понижения морского дна имеют большое количество ложбин. В образовании последних, наряду с течениями имеет значение пропахивающая роль льдов. Крупные льдины способны пропахать на морском дне борозды шириной до 50 м и глубиной до 0.5 м на многие сотни метров.

Изучаемая площадь месторождения расположена в южной части эрозионно-тектонической впадины (Уральской бороздины), охватывает полого-наклонную равнину с эрозионными ложбинами.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ / LEGEND

Условный знак Symbol	Тип Type	Подтип Subtype
1	Морские равнины прибрежно-островных систем Marine plains of the coastal island systems	с береговыми валами with beach ridges
2		осушные плоские (низкий пляж) dewatered flat plains (low level beach)
3		с отмелями и с тростниковыми зарослями with sandbanks and reed beds
4	Аллювиально-морские равнины приустьевого взморья (авандельты) Alluvial marine plains of the estuary seaside (delta front)	плоские с продолжением проток flat with continuation of ducts
5		слабоволнистые с отмелями undulating with sandbanks
6	Морская равнина со следами стоково-нагонной деятельности Marine plain with traces of retreat and surge activities	осушная плоская drying flat
7		осушная плоская с отмелями, тростниковыми зарослями drying flat sandbanks and reed beds
8		слабоволнистая с отмелями, слабонаклонная low undulating with sandbanks and flat gradient
9		слабоволнистая с отмелями, покатая low undulating with sandbanks, sloping
10	Морская равнина, созданная ветрововолновыми и волновыми течениями Marine plain created by wave and wind-driven wave currents	покатая sloping
11		покатая, с крупными аккумулятивными формами with large accumulative forms
12		слабонаклонная with flat gradient
13		слабонаклонная с понижениями with flat gradient and hollows
14		наклонная slanting
15		слабонаклонная с отмелями и понижениями with flat gradient, sandbanks and hollows
16	Морская равнина комплексного происхождения с островами и отмелями Marine plain of a complex origin with islands and sandbanks	наклонная абразионно-аккумулятивная sloping abrasion-accumulative
17	Впадина эрозионно-тектоническая (впадина Уральская Бороздина) Erosion-tectonic depression (depression of the Ural furrow)	наклонные борта впадины sloping sides of depression
18		пологонаклонная равнина с фрагментами эрозионной сети steep sloping plain with fragments of erosion system
19		слабонаклонная равнина с фрагментами эрозионной сети plain with flat gradient (bottom of the basin)
20	Крупный подводный вал, сформированный тектоническими движениями Large underwater arch formed by tectonic movements	пологосклонный асимметричный вал (Мангыстауский порог) gentle slanting asymmetric ridge (Mangistau threshold)
21	Наклонный подводный береговой склон Steep underwater coastal slope	подводное продолжение абразионных уступов, распространяемое узкой полосой underwater continuation of abrasion cliffs extending as a narrow strip
22	Прибрежные подводные абразионные террасы Underwater coastal abrasion terraces	наклонные покатые отмели в пределах новейших поднятий steep slanting shallows within recent uplifts
23	Покатая прибрежная аккумулятивная равнина Sloping coastal accumulative plain	формирование кос, томболо forming spits, bar connecting island with mainland
24	Крупная покатая прибрежная аккумулятивная равнина Large sloping coastal accumulative plain	формирование кос, подводных гряд, ориентированных перпендикулярно берегу forming spits, underwater ridges oriented perpendicular to the coast
25	Абразионная пологонаклонная ступень Abrasion stage with a gentle slope	шельфовая терраса shelf terrace
26	Пологосклонный асимметричный вал Asymmetrical arch with a gentle slope	выположенный склон pronounced flattened slope
27	Склон открытого шельфа Slope of the open shelf	выраженный выположенный склон pronounced flattened slope
28	Абразионный подводный склон открытого шельфа, свал глубин Abrasion underwater slope of the open shelf, shelf break	наклонный восточный борт Дербентской впадины sloping eastern board of the Derbent Basin
29	Крупный пологосклонный прогиб на свале глубин Large trough with a gentle slope at the shelf break	крупная эрозионно-тектоническая ложбина major erosion-tectonic trough

Рисунок 3.3.1. Геоморфологическая карта морского дна

3.3.2. Деформация донных отложений

В формировании отложений исследуемой части Каспия основная роль принадлежит обломочному и карбонатному материалу как биогенного, так и хемогенного генезиса. Характерные особенности гидрохимического режима моря – перенасыщение каспийской воды карбонатами, высокий щелочной резерв и повышенные величины pH (8,3-8,6) – создают благоприятные условия для хемогенного выпадения карбонатов в осадок.

Значительную роль в осадконакоплении играет хемогенное осаждение солей, одним из источников которых является речной сток. Осаждаются в основном карбонатные соли, составляющие примерно 58 % от 71 млн. т солей, поступающих ежегодно с речным стоком.

Накопление биогенного и хемогенного осадочного материала в основном происходит в Северном Каспии, где интенсивность этого процесса значительно выше, чем в море в целом.

По результатам анализа донного материала Северного Каспия, отмечается, что образцы донных отложений содержат относительно низкий процент мелкозернистой составляющей. Составляющая размером <62,1 мкм (глины, илы) для Северного Каспия составляет 2,3-45,2 %, тогда как для южных участков моря эта составляющая содержится в значительно большем количестве.

Верхняя часть донных осадков относится к новокаспийским отложениям мощностью от 3,0 до 4,0 м и имеет практически субгоризонтальное залегание со слабым наклоном к юго-западу. В донных отложениях Северного Каспия повсеместно наблюдается распространение врезов. Врезы представляют собой вытянутые палеоложбины протяженностью от десятков метров до нескольких километров, шириной 300-350 м. Глубины врезов от поверхности дна достигают 5,5 м.

Врезы заполнены отложениям озерно-лиманного комплекса. Это преимущественно озерно-лагунные, мягко-пластичные илы, рыхлые, водонасыщенные песчано-глинистые грунты, супесь от пластичной до текучей с прослойками песка пылеватого, относящиеся к категории слабых, легко сжимаемых грунтов. Деформация донных грунтов при появлении техногенной нагрузки различная. В пределах врезов деформация грунтов максимальная, что необходимо учитывать при строительстве технических сооружений.

3.3.2.1. Состав донных отложений

Анализ качества донных отложений рассматривается как одна из составляющих общей оценки состояния природной водной среды. Донные отложения можно рассматривать как «банк информации» о состоянии окружающей среды, так они отражают интегрированную во времени сумму антропогенного воздействия на водную систему.

Свойства донных осадков, их способность накапливать и хранить в себе экологическую информацию позволят использовать их в качестве индикаторов экологических изменений для контроля источников загрязнения.

Гранулометрическая характеристика

Данные по распределению гранулометрических фракций в осадках на станциях мониторинга приведены в графическом виде на рисунках 3.3.2–3.3.4. Гранулометрические характеристики донных отложений даны на основе данных морских экологических исследований, проведенных ТОО «Казэкопроект» в период с весны 2016 г. до осени 2018 г. На лицензионной территории месторождения Каламкас-море замеры выполнены во все отмеченные сезоны, тогда как на участках МТК (МЛСП) и трассы трубопровода исследования проводились только с осени 2017 г. по лето 2018 г.

Сравнительный анализ гранулометрического состава донных отложений на акватории Каламкас за период весна 2016 – осень 2018 гг. представлены на рис. 3.3.2.

Рисунок 3.3.2. Распределение гранулометрического состава донных отложений по размерности частиц (мм) на станциях участка «Каламкас-море» за период 2016-2018 гг.

Преобладающим типом осадков на акватории Каламкас были гравий и крупнозернистые пески с размерами больше 0,25 мм. Их содержание в отдельные сезоны превышало 40%. Содержание алевролита и пелита было меньше и, в основном, не превышало 20%.

Средние содержания фракций в 2016-2018 гг. колебались в пределах:

- грубообломочные частицы гравия (крупнее 2 мм) от 13 до 44,09% при среднем значении за период наблюдений 28,7%;
- частицы крупнозернистого песка (фракции 2-0,25 мм) от 14,2 до 40,6%, при среднем значении за период 26,9%;
- частицы мелкозернистого песка (фракции 0,25-0,05 мм) от 11 до 25,8%, при среднем значении за период 20%;
- частицы алевролита (0,05-0,005 мм) по станциям от 4,5 до 20,9%, при среднем за период 9,6%;
- частицы пелита (<0,005 мм) по станциям от 8 до 18,4%, при среднем за период 13,8%.

В 2019 г. гранулометрический состав донных отложений в количественном отношении практически не отличался от наблюдений предшествующих лет.

Гранулометрический состав донных отложений МТК (МЛСП) с осени 2017 г. по лето 2018 г. приведен на рис. 3.3.3.

Рисунок 3.3.3. Распределение гранулометрического состава донных отложений по размерности частиц в 2017-2018 гг.

Из рисунка видно, что донные отложения в районе планируемого расположения МТК (МЛСП) представлены преимущественно крупноземнистым песком с размером частиц 2-0,25 мм. Его среднее содержание в период наблюдений варьирует в пределах 38% – 38,5% при среднем за период 38,3%.

Средние содержания мелкозернистого песка (0,25-0,05 мм) колебались в пределах 23,3% - 24,1% при среднем за период 23,7%. Средние содержания других фракций находились в пределах:

- алевролит (0,05-0,005 мм) от 6,8 до 7,3%, при среднем 6,8%;
- пелит (<0,005 мм) от 14,3 – 14,5%, при среднем 14,3%.

В целом, гранулометрический состав донных отложений в акватории по сезонам был практически одинаков, донные отложения были представлены ракушечными песками со значительной примесью частиц пелита, вариации содержаний частиц по размерам крайне незначительны.

Сравнительный анализ гранулометрического состава донных отложений на станциях мониторинга вдоль трассы трубопровода Каламкас-Бузачи представлен на рис. 3.3.4.

Рисунок 3.3.4. Распределение гранулометрического состава донных отложений по размерности частиц на станциях трубопровода Каламкас-Бузачи в 2017-2018 гг.

Средние содержания фракций вдоль трассы трубопровода по сезонам колебались в пределах:

- грубообломочные частицы гравия (крупнее 2 мм) от 10,5 до 10,8% при среднем значении за период наблюдений 10,7%;
- частицы крупнозернистого песка (фракции 2-0,25 мм) от 43,8 до 44,2%, при среднем значении за период 44%;
- частицы мелкозернистого песка (фракции 0,25-0,05 мм) от 35,1 до 35,7%, при среднем значении за период 35,3%;
- частицы алевролита (0,05-0,005 мм) по станциям от 3,7 до 3,9%, при среднем за период 3,8%;
- частицы пелита (<0,005 мм) по станциям от 6,6 до 7%, при среднем за период 6,8%.

Трасса трубопровода характеризовалась гранулометрическим составом с преобладанием песчаных частиц, как крупнозернистых, так и мелкозернистых, доля которых составляла до 79,3%.

Выводы: Таким образом, в пределах обследованных участков гранулометрический состав донных отложений в период 2016-2018 гг. находился в сравнительно устойчивом состоянии. В составе донных отложений преобладали пески с включениями грубообломочных фракций. При этом доля частиц алевролита и пелита с размерами <0,05 мм не превышала 23,5%.

Содержания органического углерода

Органическое вещество играет важную роль в круговороте химических элементов в водной экосистеме. Оно имеет природный (продукты жизнедеятельности гидробионтов) и антропогенный генезис и оказывает существенное влияние на донные отложения. Органическое вещество в донных осадках − один из важнейших компонентов, определяющих их свойства. Количественное содержание органики в грунтах позволяет оценить трофность водоема и обеспеченность высших трофических уровней веществом и энергией. Продуктивность Северного Каспия напрямую связана с количеством и качеством органического вещества, приносимого со стоком рек.

Лицензионная территория месторождения Каламкас

Концентрации органического углерода в донных отложениях в 2016 г. варьировали от 0,8 до 3,1%, составляя в среднем 1,6% весной, 1,5% летом и 1,7% осенью.

В 2017 г. минимальные средние содержания фиксировались весной – 0,8%, летом – 1,7%, осенью – 2,6%. Весной 2018 г. содержание органического углерода составляло 1,6%, осенью – 0,925%.

В 2019 г. средняя концентрация органического углерода составляла весной 5150 мг/дм^3, летом 7307 мг/кг, осенью 14193 мг/кг.

Динамика изменений средних содержаний органического углерода (%) приведена на рис. 3.3.5.

Рисунок 3.3.5. Концентрации органического углерода в донных отложениях участка Каламкас-море в период с весны 2016 г. по осень 2018 г.

Участок МТК (МЛСП)

В донных отложениях акватории в исследуемый период содержания органического углерода варьировали в пределах от 0,5% до 4,6%, составляя в среднем осенью 2017 г. 2,2%, весной 2018 г. 1,6%, летом – 2,1%.

Участок трубопровода Каламкас-Бузачи

На трассе трубопровода содержания органического углерода варьировали в пределах от 0,3% до 2,3%, составляя в среднем осенью 2017 г. 1,2%, весной 2018 1,0%, летом – 1,1%.

Динамика изменений средних содержаний органического углерода в акваториях ЭТК и трассы трубопровода приведена на рис. 3.3.6.

Рисунок 3.3.6. Концентрации органического углерода в донных отложениях обследованных участков в период с осени 2017 г. по лето 2018 г.

Выводы: Относительно более высокие концентрации органического углерода на участках обследования были приурочены к пробам осенней серии 2017 г. Так на участке Каламкас-море этот показатель составлял 2,6%, на участке ЭТК – 2,2%, на участке трубопровода Бузачи-Каламкас – 1,2%. В весенние периоды содержания органического углерода составляли по всем участкам 0,8-1,6%, летом – 1,1-2,1%.

3.3.2.2. Геохимическая характеристика донных отложений

Гидрохимические характеристики донных отложений даны на основе морских экологических исследований, проведенных ТОО «Казэкопроект» в период с весны 2016 г. до осени 2019 г.

Металлы

Лицензионная территория месторождения Каламкас

В исследуемый период средние концентрации металлов в донных отложениях колебались в пределах:

- алюминий от 2387 до 3862 мг/кг;
- мышьяк от 1,04 до 4,25 мг/кг;
- барий от 27,63 до 68,2 мг/кг;
- кадмий от 0,0 до 0,488 мг/кг;
- хром от 4,3 до 10,93 мг/кг;
- медь от 3,21 до 4,89 мг/кг;
- железо от 1967 до 3983 мг/кг;
- ртуть от менее 0,005 до 0,11 мг/кг;
- никель от 4,8 до 8,86 мг/кг;
- свинец от 0,54 до 3,22 мг/кг;
- ванадий от 5,7 до 12,8 мг/кг;
- цинк от 7,4 до 11,85 мг/кг.

Динамика изменений средних содержаний металлов в донных отложениях акватории лицензионной площади Каламкас-море приведена на рис. 3.3.7.

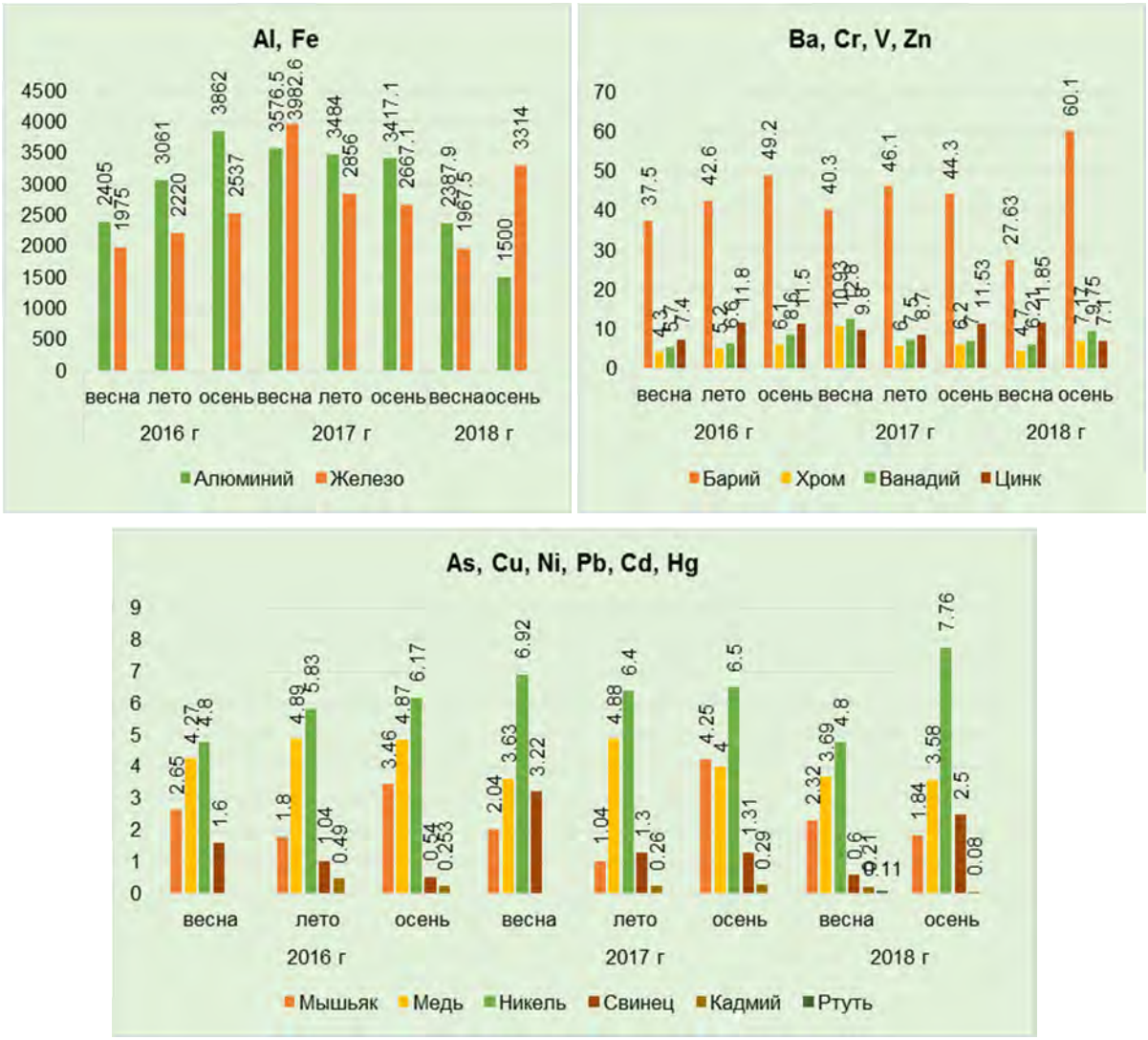


Рисунок 3.3.7. Содержания металлов в донных отложениях (мг/кг) участка Каламкас-море в период с весны 2016 г. по осень 2018 г.

Участок МТК (МЛСП)

Средние концентрации металлов в донных отложениях МТК (МЛСП) колебались в пределах:

- алюминий от 2026 до 4064 мг/кг;
- мышьяк от 1,5 до 2,95 мг/кг;
- барий от 26,6 до 46,3 мг/кг;
- кадмий от 0,1 до 0,44 мг/кг;
- хром от 3,9 до 6,8 мг/кг;
- медь от 3,3 до 4,3 мг/кг;
- железо от 1592 до 2957 мг/кг;
- никель от 4,3 до 7,1 мг/кг;
- свинец от 0,7 до 1,5 мг/кг;
- ванадий от 4,3 до 7,6 мг/кг;
- цинк от 4,9 до 9,1 мг/кг.

Концентрации ртути были ниже предела обнаружения анализом 0,005 мг/кг.

Динамика изменений средних содержаний металлов в донных отложениях акватории приведена на рис. 3.3.8.

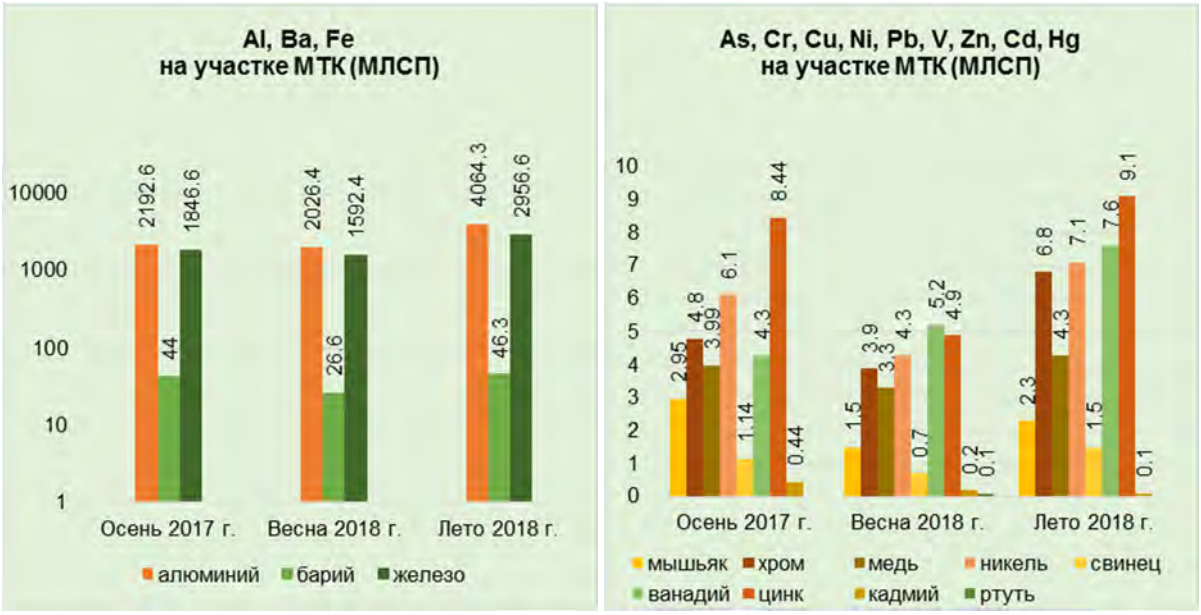


Рисунок 3.3.8. Содержания металлов (мг/кг) в донных отложениях на участке МТК (МЛСП) в период с осени 2017 г. по лето 2018 г.

Участок трубопровода Каламкас-Бузачи

Средние концентрации металлов в донных отложениях трассы трубопровода колебались в пределах:

- алюминий от 1009 до 1685 мг/кг;
- мышьяк от 3,1 до 5,9 мг/кг;
- барий от 41,5 до 50,1 мг/кг;
- кадмий от 0,2 до 0,38 мг/кг;
- хром от 2,5 до 3,3 мг/кг;
- медь от 2,04 до 2,4 мг/кг;
- железо от 1407 до 2011 мг/кг;
- никель от 3,1 до 3,3 мг/кг;
- свинец от 0,8 до 0,9 мг/кг;
- ванадий от 3,8 до 6,0 мг/кг;
- цинк от 3,4 до 7,14 мг/кг.

Концентрации ртути были ниже предела обнаружения анализом 0,005 мг/кг.

Динамика изменений средних содержаний металлов в донных отложениях трассы трубопровода приведена на рис. 3.3.9.

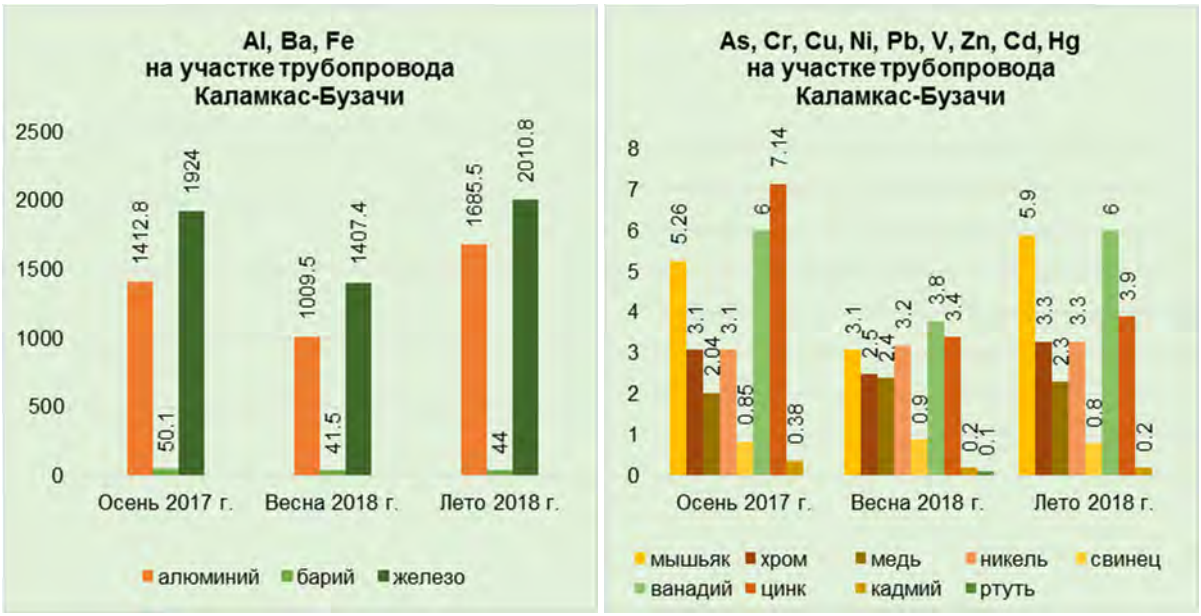


Рисунок 3.3.9. Содержания металлов (мг/кг) в донных отложениях на участке трубопровода Каламкас-Бузачи в период с осени 2017 г. по лето 2018 г.

Выводы: колебания содержаний металлов в донных отложениях обусловлены динамикой обменных процессов в системе донные отложения – вода и носят естественный характер, связаны с сезонными вариациями геохимической ситуации.

Фенолы

Обычно в естественных условиях фенолы образуются в процессе метаболизма водных организмов, при биохимическом окислении органических веществ. Они являются распространенными загрязняющими веществами, поступающими в природные воды со сточными водами нефтеперерабатывающих и других предприятий. Фенолы в водах Каспийского моря имеют преимущественно биогенное происхождение.

Лицензионная территория месторождения Каламкас

Концентрации фенолов в донных отложениях лицензионной площади Каламкас в 2016-2018 гг. колебались от менее 0,0005 мг/кг (предел обнаружения) до 0,0477 мг/кг, составляя в среднем 0,0033-0,0035 мг/кг в 2016 г. и 0,0014 мг/кг летом 2017 г., в другие сезоны их концентрации были ниже предела обнаружения.

В 2019 г. концентрации были весной, летом и осенью менее 0,04 мг/дм^3.

Участок МТК (МЛСП)

В донных отложениях фенолы отмечались только осенью 2017 г., их концентрации варьировали в пределах менее 0,0005 – 0,0097 мг/кг, составляя в среднем 0,0079 мг/кг.

В другие сезоны их концентрации были ниже предела обнаружения.

Участок трубопровода Каламкас-Бузачи

По трассе трубопровода фенолы в донных отложениях также отмечались только осенью 2017 г., их концентрации варьировали в пределах менее 0,0005 – 0,0116 мг/кг, составляя в среднем 0,0071 мг/кг.

В другие сезоны их концентрации были ниже предела обнаружения.

Нефтепродукты

Лицензионная территория месторождения Каламкас

Концентрации нефтепродуктов в донных отложениях лицензионной площади Каламкас в 2016-2018 гг. колебались от 0,9 мг/кг (предел обнаружения) до 11,9 мг/кг, составляя в среднем 2,4-3,7 мг/кг в 2016 г. и 2,0-4,4 мг/кг в 2017 г., минимальное средние содержание (1,26 мг/кг и менее 1 мг/кг) отмечалось весной и осенью 2018 г. соответственно, максимальное (4,4 мг/кг) – весной 2017 г.

В 2019 г. концентрации были весной и летом менее 1,0 мг/дм^3, осенью 12,1 мг/кг.

Участок МТК (МЛСП)

В донных отложениях нефтепродукты отмечались в концентрациях от 0,3 до 8,7 мг/кг. Максимальные средние содержания были приурочены к осени 2017 г. – 3,0 мг/кг, минимальные (0,7 мг/кг) – к лету 2018 г.

Участок трубопровода Каламкас-Бузачи

По трассе трубопровода концентрации нефтепродуктов колебались от 0,2 до 9,3 мг/кг. Максимальные средние содержания были приурочены к осени 2017 г. – 1,7 мг/кг, минимальные (0,8 мг/кг) – к лету 2018 г.

Динамика изменений средних содержаний нефтепродуктов в донных отложениях участков планируемых работ приведена на рис. 3.3.10.

Рисунок 3.3.10. Средние содержания нефтепродуктов (мг/кг) в донных отложениях участков планируемых работ

Выводы: Концентрации фенолов и нефтепродуктов в донных отложениях исследованных участков находились в пределах естественных сезонных и многолетних их вариаций, характерных для акватории Северного Каспия.

Полиароматические углеводороды

Концентрации полиароматических углеводородов в донных отложениях участков проектируемых работ в период исследований находились на чрезвычайно низком уровне. Практически во всех отобранных в период 2016-19 гг. пробах сумма концентраций ПАУ была ниже уровня определения анализом.

Микробиология донных отложений

В донных отложениях обследуемых участков определялись нефтеокисляющие микроорганизмы, фенолокисляющие микроорганизмы, сульфатовосстанавливающие бактерии, тиобактерии и сапрофитовые микроорганизмы.

Средняя общая численность микроорганизмов в донных осадках на участках проектируемых работ находилась в пределах $n*10^{6+}$ кл/г.

Максимальная численность микроорганизмов была зарегистрирована в 2016 г. на лицензионной территории Каламкас, где насчитывалось 9,1-11,2*10^6 кл/г, при максимальной биомассе равной 9,0*10^6 мг/г, численность на всех участках в 2017-18 гг. была ниже показателей 2016 г. – 4,8-7,9*10^6 кл/г.

В 2019 г общая численность весной колебалась в пределах 11,3*10^3 кл/г при биомассе 0,001-0,002 мг/м^3, летом общая численность находилась в пределах 5,3-181,0*10^3, осенью 1,3-3,5*10^3 при биомассе 0,001-0,002 мг/м^3 и 0,0014 мг/м^3 соответственно.

Основу численности микроорганизмов составляли сапрофитные бактерии, численность нефтеокисляющих микроорганизмов была на два порядка меньше, роль других бактерий была незначительной или они отсутствовали вовсе.

Распределение общей численности и биомассы микроорганизмов донных отложений на участках проектируемых работ по сезонам приведено на рис. 3.3.11.

Рисунок 3.3.11. Распределение общей численности и биомассы микроорганизмов донных отложений на участках планируемых работ

Количественный и качественный состав микрофлоры, распространенной в донных отложениях обследованных участков, является характерным для Северного Каспия. Доминирующее положение занимали гетеротрофные организмы, остальные виды микроорганизмов были представлены в виде субдоминантов.

Сравнивая данные по распределению общей численности микроорганизмов, сапрофитных, нефте- и фенолокисляющих микроорганизмов, можно заключить, что колебания численности связаны с межгодовыми и сезонными изменениями.

3.4. ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ (МОРСКАЯ ЧАСТЬ)

В структурном плане месторождение Каламкас-море расположено в области сочленения Прикаспийской впадины и Туранской плиты в акватории Каспийского моря, северо-западнее Бузачинского поднятия. На месторождении бурением вскрыты палеозойские отложения среднего карбона и нижней перми, представленные в основном известняками органогенными, органогенно-обломочными с большим количеством фрагментов фауны различной сохранности, глинистыми известняками, аргиллитами. Нижнепермские отложения с резким стратиграфическим несогласием перекрываются мезозойскими отложениями.

3.4.1. Стратиграфия

В пределах рассматриваемого 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).

Палеозойский этаж залегает на глубинах от 5900 м на севере, до 4000 м на юге, при мощности 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.

Средний, галогенный кунгурский структурный этаж сложен в основном каменной солью – галитом. В галите часто встречаются включения ангидрита и битумов, причем загрязненность, как сульфатными компонентами, так и глинистым материалом резко возрастает вверх по разрезу.

Вверху разреза этого этажа отмечается гипс-ангидритовая толща, известная под названием «кепрок», с прослоями глин, песков, песчаников различной мощности. Мощность гидрохимических отложений кунгура в соляных штоках куполов достигает 4500 – 5600 м. Глубины залегания от 500 до 6000 м, что обусловлено соляным диапиризмом, интенсивность которого с севера на юг уменьшается.

В юго-восточном направлении происходит частичное замещение соли гипсами и ангидритами и уменьшение мощности гидрохимических осадков.

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.

Комплекс интенсивно дислоцирован процессами соляного диапиризма. Мощности мезо-кайнозойского комплекса сильно варьируют даже в пределах одного купола и резко увеличиваются до нескольких тысяч метров в межкупольных зонах.

В разрезе скважин месторождения Каламкас-море, состоящего из трех поднятий, выделены отложения от среднего карбона до третичных включительно, которые по литологическому составу аналогичны с разрезами части суши Бузачинского поднятия (Каламкас, Каражанбас, Северные Бузачи, Каратурун, Арман и др.).

Вскрытые разрезы скважин на всех трех поднятиях месторождения Каламкас-море по литологическому составу, биостратиграфическим определениям, фациальным условиям хорошо коррелируются между собой и описание ниже дается по всему месторождению в целом. В таблице 3.4.1 приведен стратиграфический разрез скважин Западного поднятия месторождения Каламкас-море.

Таблица 3.4.1 Западное поднятие. Стратиграфический разрез

Стратиграфические подразделения			№ скважины	Каламкас-3			Каламкас-4			Каламкас-4НН БС-1		
			Альтитуда	-12,9			-12,8			-12,8		
			Забой	2924			2054,8			2947		
Система	Отдел	Ярус		кровля по каротажу (MD)	абсолютная отметка кровли с отклонением	толщина (TVD с поправкой)	кровля по каротажу (MD)	абсолютная отметка кровли с отклонением	толщина (TVD с поправкой)	кровля по каротажу (MD)	абсолютная отметка кровли с отклонением	толщина (TVD с поправкой)
Палеоген-неогеновая						270,2			275,0			277,0
Меловая - K	Верхний - K_2	маастрихтский K_2m		270,2	-283,3	131,0	275	-288,7	139,0	277	-293,4	140,0
		кампанский K_2cp		401,3	-414,3	106,0	414	-427,7	102,0	417	-433,4	101
		сантонский K_2s		507,4	-520,3	48,0	516	-529,7	51,0	518	-534,4	46,0
		туронский K_2t		555,4	-568,3	59,0	567	-580,7	65,0	564	-580,4	65,0
		сеноманский K_2c		614,5	-627,3	43,0	632	-645,7	31,9	629	-645,4	31,0
	Нижний K_1	альбский K_1al		657,5	-670,3	334,9	664	-677,6	357,7	660	-676,4	338,8
		аптский K_1a		1008,9	-1005,2	156,4	1067	-1035,3	131,3	1027	-1015,2	148,4
		барремский K_1br		1215,8	-1161,6	100,4	1271	-1166,7	122,9	1251	-1163,6	119,6
		готеривский K_1g		1377,0	-1262,0	50,1	1439	-1289,6	47,0	1460	-1283,2	39,4
		валанжинский K_1v		1456,6	-1312,1	63,9	1495	-1336,6	69,9	1529	-1322,6	69,8
Юрская - J	Верхний - J_3	волжский J_3v		1558,1	-1376,0	170,0	1573	-1406,4	158,7	1651	-1392,4	156,3
		оксфордский J_3o		1788,8	-1546	54,3	1738	-1565,1	56,8	1918	-1548,7	61,1
	Средний - J_2			1852,3	-1600,3	517,1	1795,1	-1621,9	259,8	2022,44	-1609,85	517,1
	Нижний - J_1			2451,5	-2117,4	39,2	-	-	-	2886,2	-2127,0	13,7
Триасовая - T				2496,3	-2156,6	67,7	-	-	-	2908,6	-2140,7	38,4
Пермотриас - PT				2573,8	-2224,3	261,7	-	-	-	-	-	-
Пермская - P	Нижний - P_1			2873,5	-2486,0	20,8	-	-	-	-	-	-
Каменно-угольная - C	Средний - C_2			-	-	-	-	-	-	-	-	-

Каменноугольная система

Наиболее древними породами, вскрытыми бурением в скважине КЛМ-1 в интервале 2318-2360 м MD, являются *среднекаменноугольные отложения* башкирского яруса, которые представлены чередованием известковистой глины и известняка.

Вскрытая толщина башкирских отложений по вертикали составляет 42 м.

Пермская система

Выше по разрезу с глубоким стратиграфическим несогласием залегают отложения *пермской системы*, которые выделены в скважине КЛМ-1 и в скважине КЛМ-3. При этом ассельский ярус установлен в скважине КЛМ-1 по наличию комплекса фораминифер, определенного специалистами ОАО «Казахстанкаспийшельф». В литологическом отношении ассельский разрез представлен глинами, аргиллитами и известняками. Глины серо-коричневые, местами твердые, известняки представлены вакстоунами, твердыми, доломитизированными, без видимой пористости, аргиллиты темно-серые, твердые, слабо трещиноватые. А в скважине КЛМ-3 литологический состав вскрытого разреза (ангидриты и известняки) указывают на кунгурский возраст.

Вскрытая толщина пермских отложений по вертикали составляет 19,7-68,7 м.

Триасовая система

Отложения *триасовой системы* выделены в скважине КЛМ-1, в скважине КЛМ-2 в и в скважине КЛМ-3. Сложен триас преимущественно пятнистыми глинами с прослоями песков, песчаников, алевролитов, аргиллитов.

Нерасчлененный пермский/триасовый, преимущественно обломочный разрез был выявлен в скважине КЛМ-3. Данный интервал не может увязываться с другими скважинами из-за структурно-изолированных триасовых мини-бассейнов, образованных отжатием соли. Толщина нерасчлененной толщи по вертикали составляет 261,7 м.

Юрская система

Юрские отложения залегают с размывом и стратиграфическим несогласием на триасовых породах и представлены нижним, средним и верхним отделами. К подошве юрских отложений приурочен сейсмический отражающий горизонт V (Н-200).

Отложения *нижней юры* представлены переслаивающимися глинами, песчаниками, алевролитами. Песчаники и алевролиты мелко-, среднезернистые, кварцево-полевошпатового состава, глины светло-коричневые, алевритистые, с редкими углистыми пропластками, с прослоями алевролитов, неизвестковистые.

На глубине 2180 м выделен региональный палинологический горизонт 22120, который соответствует плинсбахскому ярусу нижней юры.

Толщина нижнеюрских отложений по вертикали составляет 12,7-50,1 м.

Среднеюрские отложения сложены континентальными (флювиально-озерными), дельтовыми и мелководными нерасчлененными образованиями байосского, батского и возможно келловейского ярусов и представлены неравномерным чередованием пачек песчаников, алевролито-песчанистых пород и глин. Характерной особенностью байос-батских пород является обильное присутствие обугленной растительной органики в виде рассеянного детрита, отдельных растительных остатков и тонких углистых пропластков.

Толщина средней юры по скважинам изменяется в пределах 259,8-561,1 м (по вертикали).

В разрезе среднеюрских отложений выделены продуктивные горизонты, при этом к батскому ярусу приурочены 3 номенклатурных верхних горизонта (Ю-II (В), Ю-III (С),

Ю-IV (D), к байосскому ярусу – 4 продуктивных горизонта (Ю-V (E), Ю-VI (F), Ю-VII (G), Ю-VIII (H)), к ааленскому ярусу – 8 горизонтов (Ю-IX (I), Ю-X (J), Ю-XI (K), Ю-XII (L), Ю-XIII (M), Ю-XIV (N), Ю-XV (O), Ю-XVI (P)). Номенклатура продуктивных горизонтов на месторождении выделена согласно региональной корреляции с прилегающими к району работ месторождениями на суше.

Отложения верхней юры сложены в основании глинистой пачкой оксфордского яруса и карбонатно-глинистыми породами волжского яруса с нарастанием содержания карбонатов вверх по разрезу.

Оксфордский ярус (J_3o) состоит из переслаивания глин, известняков с алевритами и аргиллитами, с редкими прослоями мергеля. Оксфордские отложения выделены в скважине КЛМ-1 в интервале 1562-1617 м MD; на основе корреляции разрезов по каротажу тот же самый интервал выделен в скважине КЛМ-2 (1544-1598 м MD), в боковом стволе КЛМ-2ННБС1 (1787,9-1852,7 м MD), в скважине КЛМ-3 (1788,8–1852,3 м MD), в скважине КЛМ-4 (1738-1795,1 м MD) и в боковом стволе КЛМ-4БС1 (1918-2022,4 м MD). Отложения являются ***верхней покрышкой*** для залежей УВ месторождения Каламкас-море. Толщина отложений по вертикали составляет 47,1-61,1 м.

Волжский ярус (J_3v) состоит из мергельно-глинистой толщи, которая вверх по разрезу замещается известняками песчанистыми и доломитами, с прослоями аргиллитов. Толщина верхнеюрских отложений по вертикали составляет 143-170 м.

Меловая система

Меловые отложения выделяются в объеме нижнего и верхнего отделов. К подошве меловых отложений приурочен сейсмический отражающий горизонт III (или H-100).

В разрезе *нижнего мела* выделены отложения валанжинского, готеривского, барремского, аптского и альбского ярусов.

Валанжинский ярус (K_1v) представлен неравномерным переслаиванием алевролитов, глин, известняков, доломитов с преобладанием алевролитов. Толщина отложений по вертикали составляет 40,6-69,9 м.

Барремский ярус (K_1br) представлен неравномерным переслаиванием пестроцветных глин и алевролитов, редко отмечаются маломощные пласты и прослои песчаников. Породы коричневого, сероватого и красновато-коричневого, зеленовато-светло-серого цветов. Толщина отложений составляет 100,1-122,9 м.

Аптский ярус (K_1a) сложен темно-серыми глинами с прослоями глинистых алевролитов и песчаников. Толщина отложений составляет 131,3-210 м.

Альбский ярус (K_1al) сложен темно-серыми аргиллитами с тонкими прослойками песчаника и доломита. Толщина отложений составляет 327-357,7 м.

Отложения *верхнего мела* выделены в объеме сеноманского, туронского, сантонского, кампанского, маастрихтского ярусов.

Сеноманский ярус (K_2c) представлен глинами с подчиненными прослоями песков и песчаников, мергелями с редкими прослоями писчего мела, глин и известняков. Толщина отложений составляет 31-54 м.

Туронский ярус (K_2 t) представлен известняками, мергелями, мелом. Отложения туронского возраста выделены в скважине КЛМ-1, в скважине КЛМ-2 и в скважине КЛМ-3. Толщина отложений составляет 54-65 м.

Сантонский ярус (K2s) выделен по положению в разрезе и по каротажу в скважинах. Разрез представлен преимущественно карбонатными породами с подчиненными прослоями карбонатных глин. Толщина отложений составляет 46-51 м.

Кампанский ярус (K2cp) также выделяется по промыслово-геофизическим данным и представлен известняками с прослойками аргиллита, мергеля. Толщина отложений составляет 101-122 м.

Маастрихтский ярус (K2m) сложен мелоподобными мергелями, глинами, мелом, известняками. Толщина отложений составляет 122-140 м.

Палеоген-неогеновая система

Разрез *палеоген-неогеновой* толщи, перекрывающей нижележащие отложения представлен переслаивающимися аргиллитами, песками, алевролитами, мергелями, известняками. В разрезе встречаются небольшие тонкие прослои гипса. Толщина отложений толщи составляет 262-293 м.

Наличие на глубине пластичных и легко подвижных мощных соленосных отложений кунгура предопределило формирование соляных куполов. В тесной зависимости от формы и конфигурации соляного массива находится надсолевая структура купола. Сложное строение надсолевых структур маскируется практически горизонтально залегающими четвертичными отложениями.

Продуктивный горизонт месторождения Каламкас-море относится к отложениям юрского периода. Отложения юры представлены глиной алевритистой, некарбонатной, серой, участками песчанистой с единичными прослоями песчаника мелкозернистого, реже среднезернистого, полимиктового или кварцевого состава, участками с фрагментами углистого материала; со слабокарбонатным цементом и алевролитом серым, некарбонатным. Характерными чертами для этого интервала являются повсеместная примесь фрагментов углистого материала, а также наличие единичных прослоев угля. Отмечается наличие прослоев песчаника, в котором поры выполнены битуминозным веществом черного цвета.

Месторождение Каламкас-море является залежью длиной порядка 40 км, расположенной на глубинах от 1600 до 2100 м, с несколькими областями поднятий (западная, центральная, восточная, северная и северо-западная). Западная область поднятия имеет самую высокую плотность нефти в пластовых условиях, самую мощную высоту нефтяной залежи без газа, за исключением самого верхнего коллектора «В».

Залежи по типу пластовые. Сложный коллектор представлен многоярусными песчаными коллекторами толщиной от 5 до 15 м. Высота наслоенных коллекторов составляет 600 м. Коллектор находится в условиях нормального давления и температуры. Пластовый флюид не содержит сероводород, нефть малосернистая с низкой вязкостью.

3.4.2. Тектоника

Характерной особенностью Прикаспийской впадины является развитие соляной тектоники. Наличие на глубине пластичных и легко подвижных отложений кунгура значительной мощности предопределило формирование соляных куполов.

Каменная соль под действием давления вышележащих (надсолевых) отложений, перемещаясь в места ослабленного (наименьшего) давления и концентрируясь в них, образует соляные массивы (ядра) куполов, последующее развитие которых способствовало образованию сложных солянокупольных структур. Мощность соли на куполах достигает 3500 м на севере и до 1500 м на юге.

В строении каждого соляного купола различают соляной массив (ядро) и надсолевую структуру. Соляные массивы куполов, в большинстве случаев, имеют плоские своды, которые иногда осложняются соляными выступами.

Крылья соляных куполов, кроме основных сбросов, ограничивающих грабены, поперечными и продольными сбросами разбиты на блоки и поля. Для надсолевых пород, слагающих крылья, характерно увеличение мощности в сторону периферии купола, резкие стратиграфические и угловые несогласия, уменьшение углов наклона пород от свода купола в сторону крыльев.

Сложное строение надсолевых структур маскируется залегающим практически горизонтально чехлом покровных отложений четвертичного возраста, мощностью до 50 м, которая над сводами соляных куполов незначительно (10-15 м) сокращается.

Месторождение Каламкас-море расположено в Прикаспийской депрессии вдоль зоны поднятий Мангышлак-Бузачи или кряжа Карпинского. Мангышлак-Бузачинская зона является локальным выражением структурной системы северо-западного простирания, которая включает кряж Карпинского к северо-западу и Туаркырское поднятие к юго-востоку.

По геофизическим данным структура Каламкас-море простирается с северо-запада на юго-восток и имеет размеры более 50 км в длину и 6 км в ширину. Структура Каламкас море представляет собой антиклинальную структуру, расположенную в северо-восточной части Каспийского моря, на расстоянии около 168 км от г. Атырау. Площадь структуры по изогипсе (1680) кровли средней юры составляет 125 км^2, а по изогипсе (1900 м) подошвы средней юры составляет 146 км^2. По оси антиклинали на структуре выделяются три отдельных вершины, которые слегка смещены относительно друг друга. Структура Каламкас-море имеет небольшое погружение в северо-восточном направлении.

По сейсмическим данным в нижней части разреза выделяются сильно дислоцированные, осложненные значительными по амплитуде сбросами, палеозойские отложения, на которых с резким угловым несогласием залегают породы триаса.

Месторождение подверглось множественным стадиям структурной деформации. В хронологическом порядке эти события включали следующее: изначальное сжатие в карбоне и перми, релаксация и отложение соли (поздняя пермь), солянотектонические деформации (поздняя пермь-триас), региональное воздымание и пенепленизация (поздний триас-ранняя юра), незначительное сжатие и преимущественное отложение кластиков в юрское и меловое время и окончательное сжатие в третичном периоде.

Отложения триаса формируют самостоятельный структурный этаж, характеризующиеся более пологими углами падения.

Позднетриасовый – третичный разрез в целом более выдержан по латерали и в меньшей степени подвергся структурной деформации.

На размытую поверхность триаса ложатся согласно залегающие отложения юры и мела с незначительными углами падения крыльев. В них выделяются два опорных отражающих горизонта - кровля мела и кровля верхней юры, а также четыре горизонта среди среднеюрских отложений, два из которых являются перспективными на нефть.

Краткое описание элементов тектонического развития пермо-триаса месторождения Каламкас-море включает в себя следующие этапы:

– первый этап сопровождался достаточно стабильной тектонической обстановкой начиная с девона и до начала перми, которая способствовала накоплению мощных карбонатов в условиях платформы/бассейна;

- герцинское сжатие в ранней/средней перми, связанное с примыканием геологического тела с региональной протяженностью, которое ограничено разломом, к югу от структуры Каламкас-море, привело к продвижению складчато-надвигового фронта с юго-запада на северо-восток, в результате чего начался рост Уральских гор и кряжа Карпинского, результатом чего стало образование складок и надвигов в девонско-пермском разрезе структуры Каламкас-море;
- на втором этапе поздней перми образование складок и надвигов достигло максимальной интенсивности, приведя к образованию большей части складчатости и надвигов в северной части структуры Каламкас-море. В это же самое время складки и надвиги, находящиеся ближе к югу, были размыты и явились источником сноса обломочных карбонатных осадков по мере накопления слоев, как в краевых бассейнах, так и в синтектонических бассейнах к югу, и дальше на юг. Поскольку основная зона крупных поднятий сдвинулась на юг, эти осадочные породы в свою очередь подверглись воздыманию и размыву;
- на третьем этапе продолжающееся воздымание кряжа Карпинского привело к изоляции Прикаспийского бассейна и накоплению мощных отложений эвапоритов кунгурского (позднепермского) возраста;
- на четвертом этапе, происходившем в позднепермское и триасовое время, продолжался снос осадков с окружающих поднятий в бассейн. Осадочная нагрузка постепенно привела к движению соли и в внутрисоляных депрессиях сформировались мини-бассейны отжатия соли. По мере отжатия соли осадки продолжали поступать в мини-бассейны. В некоторых из них образовались крутопадающие слои при изменчивой толщине и проградирующие пачки;
- пенепленизация региона на пятом этапе в позднем триасе привела к образованию несогласия Rhaetian 3;
- пассивное в целом погружение бассейна с рядом значительных периодов обмеления и отложения более глубоководных осадков (оксфордские глины – киммерийские карбонаты, аптские глины и туронские карбонаты);
- на шестом этапе мезозойские терригенные отложения были смяты в пологие удлиненные антиклинальные складки при реактивации палеозойских надвигов, изначально обусловленной киммерийским сжатием, хотя основная складчатость приурочена к альпийской компрессии. Дифференцированная складчатость над множественными надвигами привела к разделению Каламкасской площади на Западное, Центральное и Восточное поднятия.

3.4.3. Сейсмичность

В соответствии с картами общего сейсмического зонирования территории Республики Казахстан ОСЗ-2_{475} и ОСЗ-2_{2475} территория расположения проектируемых объектов месторождения Каламкас-море относится к зоне сейсмической опасности 5 баллов по шкале MSK-64 с 10% вероятностью возможного превышения в течение 50 лет указанных значений сейсмической интенсивности (ОСЗ-2_{475}) и 6 баллов с 2% вероятностью возможного превышения в течение 50 лет указанных значений (ОСЗ-2 $_{2475}$) (СП РК 2.03-30-2017. Строительство в сейсмических зонах).

3.4.4. Гидрогеологические условия

Распространение подземных вод месторождения Каламкас-море определяется общим геологическим строением и геоморфологическими и климатическими условиями региона. В гидрогеологическом отношении территория месторождения Каламкас-море, входящая в

состав части Прикаспийского артезианского бассейна, сходна с гидрогеологией других изученных месторождений района.

Выделение водоносных горизонтов и комплексов произведено по стратиграфическому принципу с учетом литологических особенностей водовмещающих пород и динамики подземных вод.

Палеоген-неогеновый водоносный комплекс

Олигоцен-плиоценовые отложения представлены чередованием глин, алевролитов, песков. Палеоцен-эоценовые отложения представлены известняками, мергелями, глинами, алевритами, песками. Их суммарная мощность на площади исследования примерно равна 270 м. Коллектор поровый. Пористость отложений составляет 5-25%, проницаемость – 0,1-0,001 мкм^2, глинистость – 10-90%. Степень минерализации подземных вод этих отложений равна 2346,58 мг-экв/л. Воды хлоркальциевые. Температура подземных вод порядка 20-24 ºС.

Подземные воды верхнемеловых отложений

Водовмещающими отложениями являются известняки, мергели, алевролиты. Коллектор поровый. Глинистость отложений составляет 10-80%. Пористость – 15-20%, проницаемость – 0,1-0,001 мкм^2.

Степень минерализации подземных вод этих отложений 3438,86 мг-экв/л. Воды хлоркальциевые. Температура подземных вод 25 ºС.

Подземные воды нижнемеловых отложений

Подземные воды нижнемеловых отложений содержатся в альбских, аптских и неокомских отложениях, которые представлены алевролитами, глинами, песчаниками, мергелями. Коллектор поровый. Альбские отложения характеризуются пористостью 5-21%, проницаемостью 0,024-0,004 мкм^2, глинистостью – 10-80%; аптские отложения – пористостью 5-30%, проницаемостью – 0,0052-0,264 мкм^2, глинистость – 10-80%; неокомские отложения имеют пористость 10-20%, проницаемость 0,0052-0,264 мкм^2, глинистость – 10-80%.

Степень минерализации подземных вод этих отложений равна 4138,4 мг-экв/л. Воды хлоркальциевые. Температура подземных вод 36-51ºС.

Подземные воды юрских отложений

Отложения юры представлены верхне- и среднеюрскими известняками, мергелями, глинами, песчаниками. Коллектора поровые. Верхнеюрские отложения характеризуются пористостью 1-20%, проницаемостью – 0,1-0,001 мкм^2, глинистостью – 10-90%. Среднеюрские отложения имеют пористость 15-44%, проницаемость 0,002 мкм^2, глинистость – 20-90%.

На месторождении Каламкас-море для характеристики гидрохимических условий водоносного комплекса были взяты 14 глубинных проб воды, отобранные из 2-х скважин и 2-х боковых стволов: КЛМ-2, КЛМ-2ННБС1, КЛМ-3, КЛМ-4БС1 на полный химический и микрокомпонентный анализ пластовых вод. Пробы воды отбирались с глубины от 1667 м до 2320 м и были отнесены к разным горизонтам юры.

Пластовые воды продуктивных горизонтов юры по классификации В.А. Сулина представляют собой рассолы хлоркальциевого типа с содержанием солей от 214,4 до 241,9 г/дм^3, что в среднем составляет 224,6 г/дм^3, что выше среднего показателя минерализации для юрских отложений (135 г/дм^3) месторождения Каламкас на суше. Плотность варьирует от 1,1468 до 1,1628 г/см^3, в среднем составляя 1,154 г/см^3, величина pH равна 4,9-6,7.

Как видно из таблицы 3.4.2 ионно-солевой состав пластовых вод юрского водоносного комплекса представлен преобладанием ионов хлора и натрия, содержание которых достигает 93-95%. Концентрация хлора изменяется от 3800 до 4162 мг-экв/дм^3, а натрия – от 3064 до 3721 мг-экв/дм^3. Гидрокарбонат- и сульфат-ионы отсутствуют.

Коэффициент метаморфизации пластовых вод по отношению rNa/rCl изменяется от 0,79 до 0,94. Коэффициент закрытости структуры по Гатальскому составляет 97–133, что соответствует нижней ее зоне.

Содержание стронция (Sr) в водах юры составляет от 200 до 353 мг/дм^3, брома (Br) – от 152 до 223 мг/дм^3 (табл. 3.4.3).

Подземные воды пермь-триасовых отложений

Подземные воды содержатся в известняках, песчаниках, переслаивающихся с глинами, аргиллитами. Коллектор порово-трещинный. Пористость отложений 2-10%, проницаемость 0,1-0,002 мкм^2, глинистость – 10-90%. Подземные воды пермь-триаса ожидаются в интервале 2026-2075 м. Степень минерализации подземных вод этих отложений равна 5969,5 мг-экв/л. Воды хлоркальциевые. Температура подземных вод 75ºС.

Подземные воды пермь-триасовых отложений

Подземные воды содержатся в известняках, песчаниках, переслаивающихся с глинами, аргиллитами. Коллектор порово-трещинный. Пористость отложений 2-10%, проницаемость 0,1-0,002 мкм^2, глинистость – 10-90%. Степень минерализации подземных вод этих отложений равна 5969,5 мг-экв/л. Воды хлоркальциевые. Температура подземных вод 75ºС.

Таблица 3.4.2 Химический состав и физические свойства пластовых вод месторождения Каламкас-море

№ скв.	Глубина замера, м	Горизонт	Плотность, г/см^3	PH	Сопротивление, ом-м	мг/дм^3, мг-экв/дм^3, %-экв						Общая минерализация. мг/дм^3	Коэффициент закрытости по Гатальскому	Микро-элементы, мг/дм^3		Коэффициент метаморфизации			Характеристика по Пальмеру			Тип воды по Сулину
						HCO^{3-}	SO_4^{-2}	Cl^-	Ca^2	Mg^{2+}	$Na^+ + K^+$			J^-	Br	$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{rCa^{2+}}{rMg^-}$	$\frac{rCl^- - rNa}{rMg^{+2}}$	A_2	S_1	S_2	
КЛМ-2	1667.4	Ю-III(C)	1.15	5.86		0	0	136860	6873	1746	70454	215933	129.5		207	0.79	2.39	5.54		82.71	21.45	ХК
						0	0	3859.45	342.96	143.52	3064.75	7410.68										
						0	0	52.08	4.63	1.94	41.36	100										
КЛМ-2	1667.4	Ю-III(C)	1.15	6.19		0	0	134780	7253	1839	75120	218992	131.34		193	0.86	2.39	3.53		86.2	14.06	ХК
						0	0	3800.8	361.92	151.17	3267.72	7581.61										
						0	0	50.13	4.77	1.99	43.1	100										
КЛМ-2	1667.4	Ю-III(C)	1.15	5.91		0	0	136820	7237	1843	76233	222133	133.22		204	0.86	2.38	3.58		86.28	14.11	ХК
						0	0	3858.32	361.13	151.49	3316.14	7687.08										
						0	0	50.19	4.7	1.97	43.14	100										
КЛМ-2-ННБС1	1970	Ю-III(C)	1.1468	4.9	0.0549	0	0	128940	7345	1681	76445	214411	108.84	-	208	0.91	2.65	2.25	5.2	89.08	8.32	ХК
						0	0	3636.11	366.52	138.18	3325.36	7466.16										
						0	0	48.7	4.91	1.85	44.54	100										
КЛМ-4БС1	2181.1	Ю-III(C)	1.1435	6.7	0.0612	0	15	133541	6778	2162	74303	216799	99.4	6.7	197	0.86	1.9	3		86.03	14.21	ХК
						0	0.31	3765.86	338.22	177.72	3232.18	7514.29										
						0	0	50.12	4.5	2.37	43.01	100										
ИТОГО по Ю-III(C)			**1.148**	**5.91**		**0**	**3**	**134188**	**7097**	**1854**	**74511**	**217654**			**201.8**							**ХК**
КЛМ-2	1718	Ю-IV(D)	1.16	6.11		0	0	136900	7720	1942	76458	223020	129.81		223	0.86	2.41	3.35	0.26	86.04	13.83	ХК
						0	0	3860.58	385.23	159.63	3325.92	7731.36										
						0	0	49.93	4.98	2.06	43.02	100										
КЛМ-2	1718	Ю-IV(D)	1.16	6.09		0	0	138020	7718	1952	76995	224685	130.78		210	0.86	2.4	3.38	0.07	86.02	13.94	ХК
						0	0	3892.16	385.13	160.45	3349.28	7787.03										
						0	0	49.98	4.95	2.06	43.01	100										
КЛМ-2	1718	Ю-IV(D)	1.16	6.09		0	0	138300	7636	1926	76566	224428	130.63		194	0.85	2.41	3.6		85.73	14.66	ХК
						0	0	3900.06	381.04	158.32	3330.62	7770.03										

№ скв.	Глубина замера, м	Горизонт	Плотность, г/см³	PH	Сопротивление, ом-м	мг/дм³, мг-экв/дм³, %-экв						Общая минерализация. мг/дм³	Коэффициент закрытости по Гатальскому	Микро-элементы, мг/дм³		Коэффициент метаморфизации			Характеристика по Пальмеру			Тип воды по Сулину
						HCO^{3-}	SO_4^{-2}	Cl^-	Ca^2	Mg^{2+}	$Na^+ + K^+$			J^-	Br	$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{rCa^{2+}}{rMg^-}$	$\frac{rCl^- - rNa}{rMg^{+2}}$	A_2	S_1	S_2	
						0	0	50.19	4.9	2.04	42.86	100										
КЛМ-2-ННБС1	2016.2	Ю-IV(D)	1.1484	5	0.0576	0	0	133420	7662	1718	76595	219395	108.82	-	209	0.89	2.71	3.05	2.44	87.48	11.3	ХК
						0	0	3762.44	382.33	141.22	3331.88	7617.88										
						0	0	49.39	5.02	1.85	43.74	100										
КЛМ-2-ННБС1	2016.2	Ю-IV(D)	1.1496	5.18	0.0521	0	0	132280	7667	1714	77310	218971	108.61	-	185	0.9	2.72	2.61	4.1	88.3	9.64	ХК
						0	0	3730.3	382.58	140.89	3362.99	7616.76										
								0	0	48.97	5.02	1.85										
ИТОГО по Ю-IV (D)			**1.156**	**5.69**		**0**	**0**	**135784**	**7681**	**1850**	**76785**	**222100**			**209**							**ХК**
КЛМ-2	1803.4	Ю-VIII(H)	1.16	6.16		0	0	140680	5645	1536	85547	233408	129.43		189	0.94	2.23	1.95	4	91.92	6.07	ХК
						0	0	3967.18	281.69	126.26	3721.29	8096.42										
						0	0	49	3.48	1.56	45.96	100										
КЛМ-2	1803.4	Ю-VIII(H)	1.16	6.15		0	0	147600	5649	1532	85487	240268	133.23		186	0.89	2.24	3.52		89.73	10.7	ХК
						0	0	4162.32	281.89	125.93	3718.68	8288.82										
						0	0	50.22	3.4	1.52	44.86	100										
ИТОГО Ю-VIII (H)			**1.16**	**6.16**		**0**	**0**	**144140**	**5647**	**1534**	**85517**	**236838**			**187.5**	**0.92**						**ХК**
КЛМ-3	2147.5	Ю-X(J1)	1.1564	6.06	0.0483	0	0	139325	5925	1827	83007	230084	107.14	-	152	0.92	1.97	2.12	3.2	90.43	7.97	ХК
						0	0	3928.97	295.66	150.18	3610.8	7985.61										
						0	0	49.2	3.7	1.88	45.22	100										
ИТОГО по Ю-X(J1)			**1.156**	**6.06**		**0**	**0**	**139325**	**5925**	**1827**	**83007**	**230084**			**152**	**0.92**						**ХК**
КЛМ-3	2476.3	Ю-XVII(Q)	1.1628	6.1	0.043	0	0	146996	3536	1753	89653	241938	97.701	-	167	0.94	1.22	1.7	1.8	93.24	5.87	ХК
						0	0	4145.29	176.45	144.1	3899.91	8365.74										
						0	0	49.55	2.11	1.72	46.62	100										
ИТОГО Ю-XVII(Q)			**1.163**	**6.1**		**0**	**0**	**146996**	**3536**	**1753**	**89653**	**241938**			**167**	**0.94**						**ХК**
ВСЕГО по юре:			1.154	5.89		0	1.07	137461.6	6760.29	1797.93	78583.79	224604.6			194.5	0.88						ХК

Таблица 3.4.3 Микрокомпонентный состав пластовых вод месторождения Каламкас-море

№пп	№скв.	Проба №	Дата отбора	Глубина, м	Горизонт	Содержание микрокомпонентов, мг/дм^3									
						Li	Sr	Ba	Fe	CH3COOH	HCOOH	S	Cu	Mn	Al
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	КЛМ-2	Т. 10	08.09.2005	1667,4	Ю-III(C)	н.о	273	26	25		28	н.о			
2	КЛМ-2	Т. 11	08.09.2005	1667,4	Ю-III(C)	н.о	289	26	25		35	н.о			
3	КЛМ-2	Т. 12	08.09.2005	1667,4	Ю-III(C)	н.о	315	30	25		30				
4	КЛМ-2-ННБС1	Т. 02	09.10.2005	1970	Ю-III(C)	н.о	294	27	50	17	47	н.о			
5	КЛМ-4БС1	10133544	30.10.2009	2181,1	Ю-III(C)	6,6	288	35	19		8		0,8	4,3	<5
ИТОГО по Ю-III(C)						н.о	292,33	27,33	25		31	н.о			
6	КЛМ-2	Т. 14	08.09.2005	1718	Ю-IV(D)	н.о	301	44	50		9				
7	КЛМ-2	Т. 16	08.09.2005	1718	Ю-IV(D)	н.о	300	46	50		8				
8	КЛМ-2	Т. 17	08.09.2005	1718	Ю-IV(D)	н.о	353	46	50		6				
9	КЛМ-2-ННБС1	Т. 01	09.10.2005	2016,2	Ю-IV(D)	н.о	302	30	50	20	35	н.о			
10	КЛМ-2-ННБС1	Т. 10	10.10.2005	2016,2	Ю-IV(D)	н.о	201	35	45	15	96	н.о			
ИТОГО по Ю-IV(D)						н.о	291,40	40,20	49,00	17,50	30,80	н.о			
11	КЛМ-2	Т. 15	08.09.2005	1803,4	Ю-VIII(H)	н.о	200	118	30		8				
ИТОГО по Ю-VIII(H)						н.о	304,72	37,56	40,66667		18,17	н.о			
СРЕДНЕЕ по юре						**н.о**	**332,83**	**32,43**	**36,40**		**27,80**	**н.о**			
12	КЛМ-2	Т. 13	08.09.2005	2320,6	T	н.о	623	17	45		76				
ИТОГО по триасу						н.о	623,00	17,00	45,00		76,00	н.о			

3.5. ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ СУШИ

Территория, по которой предполагается прокладка одного из основных вариантов наземного трубопровода (п-ов Бузачи), в геоморфологическом отношении расположена в пределах морской новокаспийской аккумулятивной равнины. В прибрежной части преобладают равнинные формы рельефа, по мере удаления от моря они сменяются грядово-бугристо-увалистым рельефом. В пределах трассы нефтепровода естественные формы рельефа нарушаются различными техногенными образованиями.

Полуостров Бузачи расположен в северо-восточной части Каспийского моря Мангистауской области. Преобладающие абсолютные отметки высот составляют от минус 5 до минус 25 м, наибольшая высота составляет 61 м. Полуостров Бузачи представляет собой относительно однородную плоскую равнину хвалынского и новокаспийского возраста, осложненную соровыми депрессиями и положительными формами наложенного песчаного рельефа.

3.5.1. Геоморфология суши

Территория, на которой будет расположен береговой терминал сырой нефти и сухопутная часть нефтепровода, характеризуется относительно простым геоморфологическим строением, представляя собой пониженную, полого наклонную равнину. Описываемый район принадлежит западному крылу Северо-Бузачинского поднятия с близким к поверхности залеганием меловых и палеогеновых пород. Крыло выражено в виде очень пологого субширотного вала, сводовая часть которого осложнена рядом локальных структур различного знака движений.

Предполагаемые неогеновые трансгрессии почти полностью снивелировали существующий донеогеновый рельеф. После отступления сарматского моря обнажилась довольно однообразная равнина с невысокими пологими возвышенностями, соответствующими сводовым частям антиклинальных структур, и неглубокими впадинами, соответствующими синклиналям. С указанного времени в результате денудации были разрушены сравнительно маломощные неогеновые отложения. В дальнейшем на развитие рельефа решающее влияние оказали трансгрессии морей четвертичного периода, вызвавшие его выравнивание. Трансгрессии хвалынская и новокаспийская способствовали образованию здесь равнин послехвалынского и современного возрастов, переработанных впоследствии процессами денудации. Современный рельеф формировался, в основном, с четвертичного до настоящего времени.

На исследуемой территории выделяются аккумулятивный тип рельефа. Рельеф образован в голоценовое время и имеет несколько полос, где с разной продолжительностью действовали морские абразионно-аккумулятивные и субаэральные процессы. Они рассматриваются как самостоятельные типы морской аккумулятивной равнины, сформированные при достаточно длительных трансгрессивных стадиях стояния Каспийского моря. Границы этих типов равнины хорошо выражены аккумулятивными и абразионными формами рельефа, которые сохраняются до наших дней благодаря сухому климату.

Самой древней по времени формирования является позднехвалынская морская аккумулятивная равнина, которая практически повсеместно распространена на юге района и фрагментарно сохраняется на его севере. Позднехвалынская трансгрессия Каспия поднималась до абсолютной отметки 0 м. Поверхность этой равнины сформирована в одну из последних стадий отступающего моря (отметки до – 13 м). По данным абсолютной геохронологии возраст этого рельефа составляет 10-12 тыс. лет, то есть соответствует концу плейстоцена – началу голоцена. Равнина сложена песчано-суглинистыми отложениями и

представляет собой слабо всхолмленную поверхность, осложненную невысокими пологими валами, увалами и массой неглубоких дефляционных впадин, дно которых выполнено соровыми отложениями. Относительные превышения в пределах ее наименее нарушенной «первичной» поверхности не более 2 м. Первоначальные неровности рельефа равнины в субаэральных условиях становятся мелкими плоскодонными водосборами, которые затем превращаются в корковые или пухлые солончаки. Участки равнины, осложненные солончаками и суффозионными блюдцами, выделяются в отдельный подтип, морфологически отличающийся от первоначального, заметной волнистостью. Колебания высот в его пределах составляют 2-5 м (рис. 3.5.1).

Гипсометрически ниже позднехвалынской равнины располагается новокаспийская аккумулятивная поверхность, внешняя граница которой проходит по абсолютным отметкам (-23) и (-22) м. Новокаспийская трансгрессия на протяжении голоцена неоднократно достигала этой высоты и, возможно иногда несколько превышала ее. Однако отчетливый абразивный уступ субмеридианального протяжения наблюдающийся к востоку от нефтепромысла Каражанбас выработан в верхнехвалынских отложениях именно на данных отметках. Особую отчетливость этому полутораметровому уступу придает расположенный вдоль его основания узкий солончак, постепенно углубляющийся под воздействием дефляции.

Восточная часть района расположена в пределах борта Большого сора, который в ранненовокаспийское время был заливом моря, о чем свидетельствует соответствующая дефляция. В ее пределах нередки отметки (-25), (-27) м. Однако, судя по рельефу обрамления «Большого сора», море в поздненовокаспийское время не проникло в залив и его рельеф развивался в субаэральных условиях.

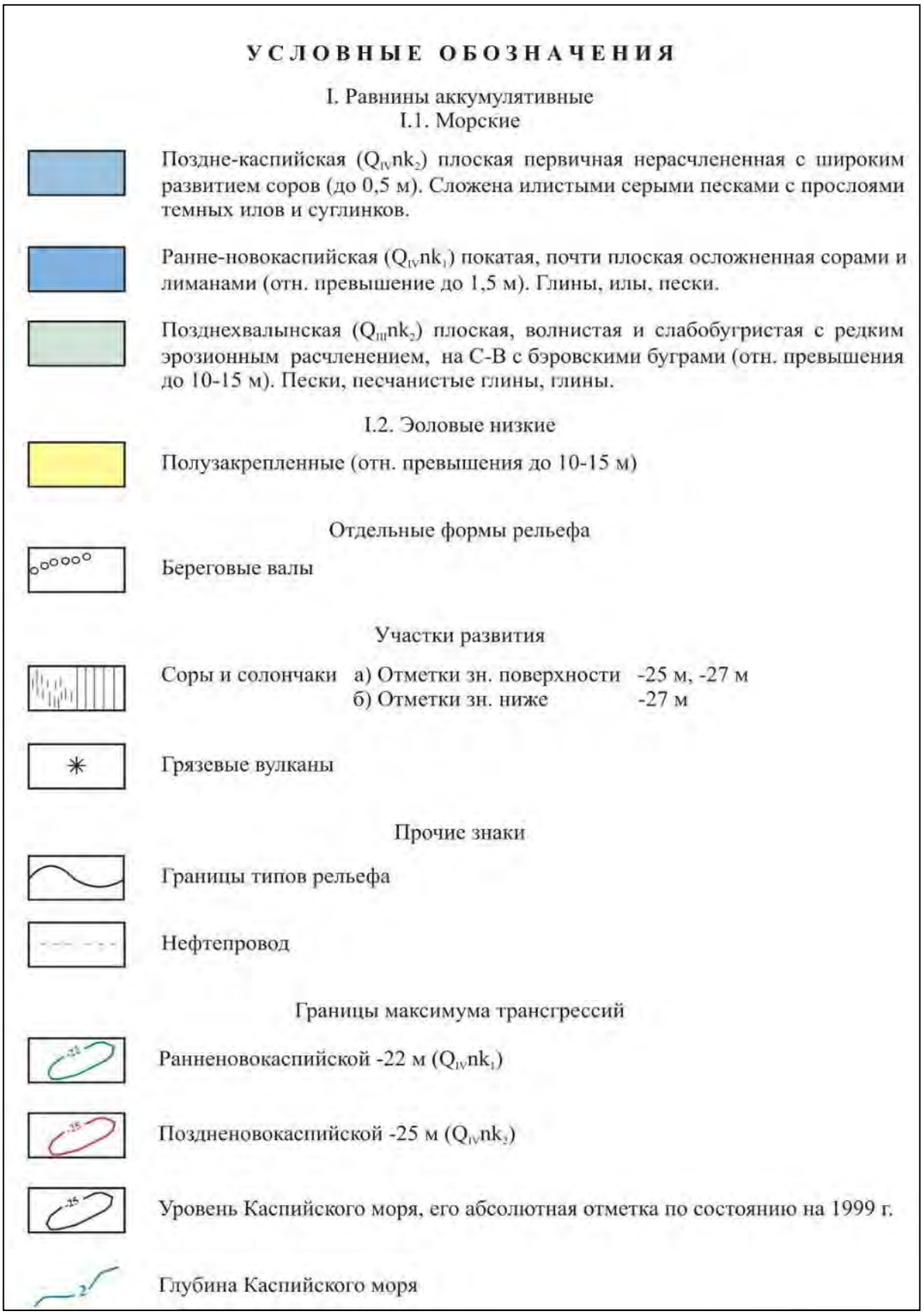
Поздненовокаспийская (современная аккумулятивная) равнина располагается между мигрирующей береговой линией и изогипсой (-25) м. Здесь море отступило совсем недавно, на ней еще не успели образоваться песчаные бугры. Равнина сложена илистыми глинами, тонкозернистыми и слабозернистыми песками, детритовыми илами с многочисленной битой и целой ракушей. Первичная поверхность равнины слабо наклонена к акватории (уклоны 0,001-0,002). Ее внешняя граница подчеркнута невысокими уступами высотой до 0,5 м.

Несколько выше этих уступов на протяжении всего северо-западного побережья полуострова Бузачи практически на ранненовокаспийской поверхности расположен комплекс песчано-ракушечных береговых валов. Они прослеживаются на несколько десятков километров, имеют высоту 0,5-2,0 м, и в настоящее время интенсивно переработаны эоловыми процессами, создавшими полосу подвижных и полузакрепленных песков шириной 0,1-1,0 км. К поздненовокаспийской поверхности следует отнести полосу донного рельефа – полосу современной осушки, которая обнажается во время ветрового сгона и развивающаяся вследствие этого как пляж.

Аналогично развивается и зона низкого берега, подверженного нагонам, когда под действием волнений и ветра происходит повышение уровня в результате переноса воды из открытого моря. Сгонно-нагонная зона по ряду признаков сравнима с приливной зоной и процессы, происходящие там, достаточно хорошо изучены.

Из техногенных форм рельефа на рассматриваемой территории следует отметить автодорогу Каламкас-Актау, проходящую по западной окраине промысла и играющую роль защитной дамбы. Это инженерные сооружения (ширина основания 12 м высота около 2 м) вместе с линиями трубопроводов по масштабу перемещенных грунтов и по выраженности в рельефе, намного превосходят природные экзогенные процессы и явления.

Рисунок 3.5.1. Геоморфологическая карта сухопутной части проекта



Условные обозначения к рисунку 3.5.1

3.5.2. Гидрогеологические условия (сухопутная часть)

Общая характеристика района

Распространение подземных вод на данной территории определяется общим геологическим строением и его геоморфологическими и климатическими условиями. В гидрогеологическом отношении описываемая территория входит в состав Прикаспийского артезианского бассейна. Подземные воды по условиям образования и залегания могут быть разделены на два структурных этажа. Верхний этаж характеризуется распространением безнапорных вод со свободной поверхностью и приурочен к четвертичным отложениям.

Нижний этаж характеризуется распространением напорных подземных вод, формирование подземных вод которого происходит за пределами территории на участках выхода отложений на дневную поверхность. Между подземными водами двух структурных этажей отсутствует четко выраженный региональный водоупор, за исключение локального горизонта, содержащегося в бакинских глинистых отложениях, которые перекрывают отложения мела, тем самым, изолируя здесь меловые и четвертичные водоносные горизонты. Мощные осадочные образования содержат ряд водоносных горизонтов различных по условиям залегания и гидрохимическому режиму.

Первый от поверхности водоносный горизонт современных отложений новокаспийского яруса обладает весьма незначительной мощностью. По химическому составу воды разнообразные от гидрокарбонатных до хлоридных натриевых, преимущественно последнего состава. Для подземных вод новокаспийских отложений, как и более древних отложений, характерны незначительные скорости движения подземных вод.

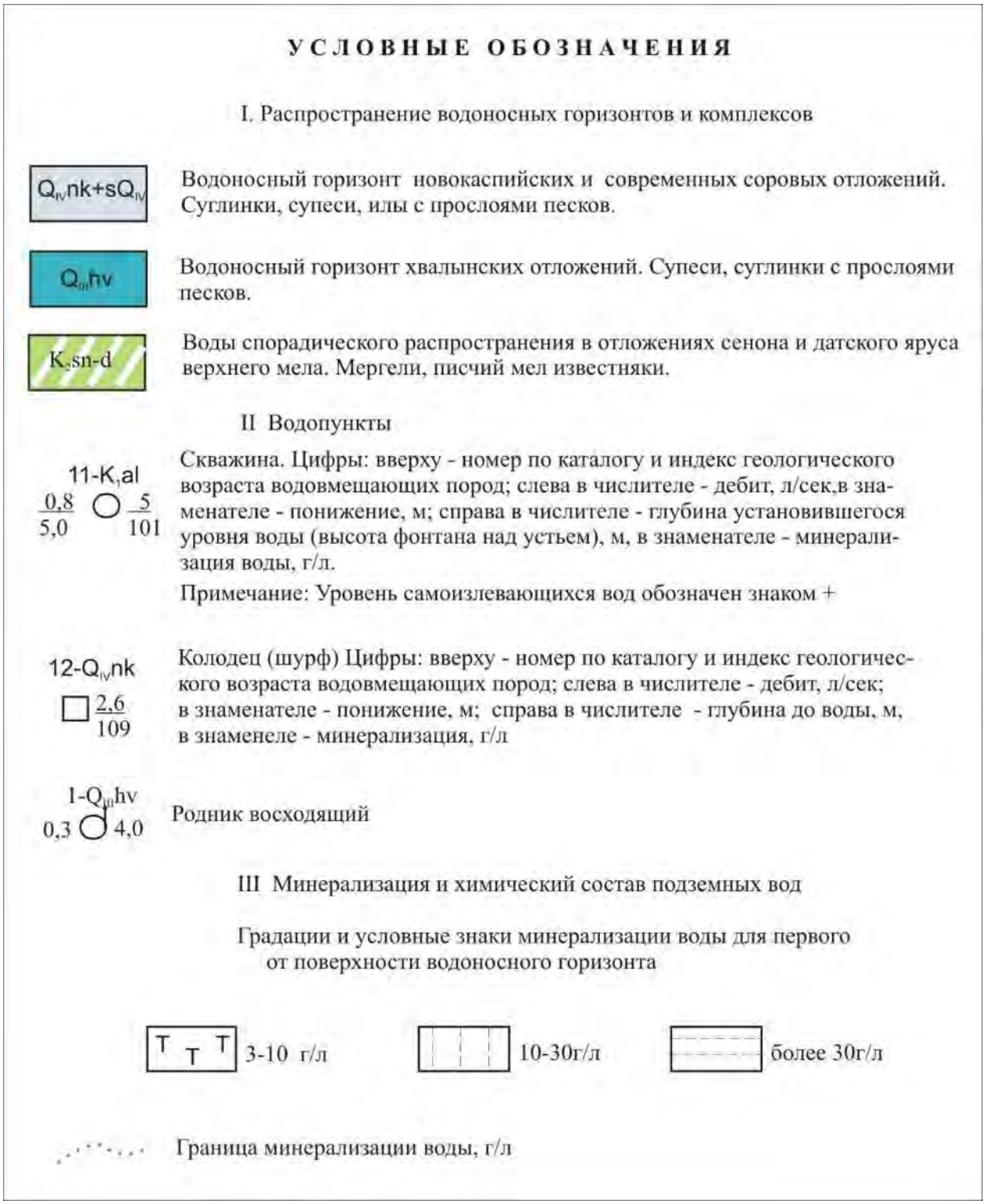
К линзам и прослоям известняков и песчаников, залегающих в толще глин и мергелей палеогена, и трещиноватым породам верхнего мела (сенон, датский ярус), слагающим преимущественно водоупорную толщу, приурочены подземные воды спорадического распространения.

Подземные воды юры и неокома самоизливающиеся, минерализация подземных вод этих отложений закономерно увеличивается с юга на север от 40 до 70 г/дм^3. Пластовые воды в целом характеризуются как слабометаморфизованные.

В глубоких водоносных горизонтах выделяются термальные воды. На глубинах до 500 м отмечаются температуры подземных вод от 22-25°С до 40-45°С; на глубине 1000 м от 40-45°С до 60-65°С; на глубине 2500 м – от 70-75°С до 110-120°С.

Ниже приводится описание водоносного горизонта новокаспийских четвертичных отложений, через которые непосредственно будет проходить трасса нефтепровода до его подключения к магистральному трубопроводу.

Рисунок 3.5.2. Гидрогеологическая карта прибрежной зоны Северо-Восточного Каспия



Условные обозначения к рисунку 3.5.2

Водоносный горизонт современных морских отложений новокаспийского яруса (mQ$_{IV}$ nk) залегает вдоль побережья Каспийского моря. Он заполняют широкую прибрежную соровую равнину, недавно освободившуюся из-под моря. Соровая поверхность ровная, в большинстве сухая, песчаная, с небольшим уклоном в сторону моря. В центральной части Большого сора наблюдается не просыхающая поверхность с переходом в солено грязевой комплекс отложений. Непосредственно береговая часть моря сложена песчаными отложениями. Вдоль берега встречаются длинные песчаные гряды.

Новокаспийские отложения представлены мелко- и среднезернистыми песками, нередко глинистыми, с галькой и многочисленными раковинами. Верхняя часть отложений сложена песками глинистыми и супесями. Общая мощность отложений до 33 м.

К новокаспийским песчаным отложениям приурочен первый от поверхности водоносный горизонт. Он имеет непрерывное распространение. В основании водоносного горизонта залегают глинистые отложения, а местами песчаные отложения хвалынского яруса. Реже карбонатные отложения верхнего мела и палеогена.

Принято считать, что новокаспийская трансгрессия доходила до абсолютной отметки минус 20 м. Здесь отложения новокаспийского яруса сменяются песчаными водоносными отложениями хвалынского яруса. Эта смена одновременно сопровождается тесной гидравлической связью, при которой подземные воды хвалынского горизонта дренируются в новокаспийские песчаные отложения соответственно гидростатическому уровню.

Новокаспийский водоносный горизонт равномерно прослеживается по всей прибрежной полосе. Уровни лежат на глубине 0,8-3,1 м от поверхности. Наименьшая глубина наблюдается в соровых понижениях (0,8-1,2 м). При удалении от моря на равнину, в связи с увеличением гипсометрических отметок, глубина залегания вод увеличивается до 2-3,1 м.

Мощность водоносных отложений выдержана на значительных расстояниях. В западной береговой части она достигает максимального значения – 14,8-12,0 м. Вдали от побережья на равнине мощность 4-6 м. В соровых понижениях она заметно уменьшается до 2,2-2,4 м. Это уменьшение увязывается с фациальными изменениями и в частности, преобладанием в геологическом разрезе глин.

Водообильность новокаспийских отложений слабая. Полученные дебиты изменяются от 0,1 до 0,9 л/сек при понижении уровня на 1-6 м. Из них, наибольшие дебиты приурочиваются к прибрежным зонам. В соровых отложениях, в связи со слабой водоотдачей пород, дебиты имеют самое низкое значение.

Непосредственно вдоль северо-западного берега моря в песчаных отложениях залегают соленые воды. Они прослеживаются колодцами до мыса Бурыншик.

В прибрежных песках, слагающих узкую прерывистую абразионно-аккумулятивную террасу, встречаются линзы «плавающих» солоноватых вод. Они формируются за счет атмосферных осадков и путем конденсации водяных паров, столь характерных для прибрежной морской зоны. Здесь водовмещающие породы представлены тонко- и мелкозернистыми песками с обильным включением морской ракушки. Мощность песков колеблется от 1,5 до 5,0 м. Из них обводненная часть составляет от 1 до 3 м. Водообильность отложений низкая. Дебиты колодцев не превышают 0,1 л/сек.

Режим грунтовых вод тесно связан с уровнем Каспийского моря. Среднегодовая амплитуда уровня воды составляет 0,5 м.

Воды новокаспийского горизонта характеризуются в основном высокой степенью минерализации. Почти на всей площади распространены рассолы с минерализацией более 100 г/л. Они занимают площадь Большого сора. Здесь слабая водопроводимость пород и повышенная испаряемость способствуют образованию рапы с сухим остатком 192-282 г/л.

Грунтовые воды с высокой минерализацией распространяются по соровым западинам на юго-запад. В прибрежной части они сменяются нормальными рассолами (50-100 г/л). Последние характеризуют водоносный горизонт по всему юго-западному берегу моря.

По химическому составу воды хлоридные магниево-натриевые, реже сульфатно-хлоридные магниево-натриевые и хлоридные кальциевые. В связи с присутствием в них повышенного содержания магния, они жесткие. По концентрации водородных ионов нейтральные и слабощелочные.

По физическим свойствам прозрачные, без цвета и относятся к группе холодных с температурой 13°-15°С.

Типичный химический состав по формуле Курлова:

В грунтовых водах новокаспийских отложений содержатся микроэлементы в следующих количествах (мг/л): медь – 0,002; марганец – 0,2; мышьяк – 0,01; барий до 1,0; бром – 8-50; йод – 0,2-0,5; фтор – 0,8-3,0; бор – 1,0-6; уран – $5{,}8 \cdot 10^{-5}$ г/л и другие щелочные и редкоземельные металлы: литий, цезий, рубидий, стронций.

Питание грунтовых вод новокаспийских отложений происходит за счет атмосферных осадков и подземного внутрипластового стока из хвалынских отложений.

Разгрузка вод идет в основном в море на абсолютных отметках минус 28-35 м. Одновременно подземные воды первого горизонта разгружаются в соры.

В силу высокой минерализации, грунтовые воды современных морских отложений практического значения не имеют.

Водоносный горизонт верхнечетвертичных отложений хвалынского яруса ($Q_{III}hv$) широко распространен в юго-восточной части территории. Последние ограничиваются изолинией с абсолютной отметкой минус 20 м, что отвечает максимальному развитию ранненовокаспийской трансгрессии.

Водовмещающие породы представлены мелкозернистыми песками, глинистыми песками и суглинками. В основании водоносных отложений лежат глины, реже карбонатные породы палеогена или верхнего мела. В кровле хвалынского горизонта на значительной площади в юго-восточной части территории лежат современные новокаспийские отложения.

В хвалынских отложениях залегает водоносный горизонт со свободной поверхностью. Мощности отложений составляет от 1 до 12,7 м, средняя мощность горизонта 3-5 м. В распределении мощностей водоносного горизонта закономерности не установлено. Максимальные значения 11,4-12,7 м приходятся к соровым понижениям и к области развития песчаных массивов. В западном направлении мощность заметно уменьшается до 1,5-1,9 м.

Водоносный горизонт залегает на глубине от 1 до 7,9 м. Наименьшая глубина 1-1,5 м приурочена к соровым понижениям. Наблюдается зависимость глубины залегания от гипсометрических отметок рельефа. Вблизи песчаных массивов, где абсолютные отметки повышаются до минус 10 м, уровень лежит на глубине 6,2 м.

В связи с глинистостью хвалынских отложений они не обладают водообильностью. Дебиты в большинстве скважин от 0,05 до 0,3 л/сек. При этом отмечено, что с увеличением мощности водоносных отложений дебит увеличивается до 0,5 до 0,83 л/сек, при понижениях уровня до 6 м.

На площади, занятой хвалынскими отложениями, распространены в основном соленые воды с минерализацией от 20 до 50 г/л. Переход соленых вод к рассолам постепенный.

Коэффициент фильтрации хвалынских отложений 0,4-0,9 м/сутки.

Химический состав подземных вод хвалынского горизонта довольно однотипный и находится в некоторой зависимости от степени минерализации. Все соленые воды с минерализацией 10-30 г/л сульфатно-хлоридные магниево-натриевые.

Из микроэлементов в подземных водах хвалынских отложений содержатся (мг/л): медь – 0,006, мышьяк – 0,002, марганец – 0,08, фтор – 7,5, бор – 7, бром – 6,0, йод – 0,25.

Пресные воды в отложениях хвалынского возраста отмечены на юге территории в районе развития песков Кызыл-Кум, что объясняется хорошей промытостью отложений.

Питание водоносных отложений хвалынского яруса происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков, дренирования грунтовых вод современных эоловых отложений, а также за счет поступления напорных вод из подстилающих отложений.

Подземные воды хвалынских отложений на описываемой территории сильно минерализованные, поэтому практического значения не имеют.

Водоупорные нижнечетвертичные отложения бакинского яруса ($Q_{Iв}$). Морские отложения бакинского яруса на данной территории имеют ограниченное распространение.

Бакинский ярус сложен очень плотными загипсованными зеленовато-серыми, иногда песчанистыми глинами. Среди глин очень редко встречаются линзовидные тонкие прослойки глинистых песков. Во всех скважинах, вскрывающих нижнечетвертичные отложения, водопроявлений не установлено. Глинистая толща бакинского яруса имеет мощность от 10 до 84 м, залегает в подошве хвалынских водоносных отложений и служит водоупором для них.

Четвертичные отложения на данной территории подстилаются меловыми отложениями. Отложения нижнего и среднего палеогена широко распространены южнее описываемой территории, поэтому описание их здесь опускается.

3.5.3. Трасса трубопровода

Трасса трубопровода планируется в пределах развития новокаспийских отложений.

Осенью 2017 г. и весной 2018 г. вдоль трассы был выполнен комплекс специализированных исследований, включающих углубленное изучение распространения подземных вод. Результаты сводятся к следующему.

Глубина залегания грунтовых вод

В пределах обследуемой территории грунтовые воды приурочены к морским современным и новокаспийским отложениям. Водовмещающие отложения представлены песками и пылеватыми супесями с включением битой ракуши, гравия и гальки. Глубина залегания осенью 2017 года находилась на отметках 91,8-292 см от поверхности земли (табл. 3.5.1).

Таблица 3.5.1 Глубины залегания грунтовых вод

№ п/п	Точка отбора (Скважина)	Глубина залегания воды, см	
		Осень 2017 г.	Весна 2018 г.
1	KAL-BS-01 (Скважина 1)	91,8	78,10
2	KAL-BS-02 (Скважина 2)	175	177,70
3	KAL-BS-03 (Скважина 3)	273	271,60
4	KAL-BS-04 (Скважина 4)	169	152,20
5	KAL-BS-05 (Скважина 5)	119	111,50
6	KAL-BS-06 (Скважина 6)	104,5	78,70
7	KAL-BS-07 (Скважина 7)	152	109,70
8	KAL-BS-08 (Скважина 8)	144	112,00
9	KAL-BS-09 (Скважина 9)	172,5	81,80
10	KAL-BS-10 (Скважина 10)	102	166,80

№ п/п	Точка отбора (Скважина)	Глубина залегания воды, см	
		Осень 2017 г.	Весна 2018 г.
11	KAL-BS-11 (Скважина 11)	155,5	98,90
12	KAL-BS-12 (Скважина 12)	158,5	153,40
13	KAL-BS-13 (Скважина 13)	292	262,00
14	KAL-BS-14 (Скважина 14)	183,5	186,30
15	KAL-BS-15 (Скважина 15)	99	92,50

Температура воды изменялась от 13,6 до 19,1 °С.

Величина *водородного показателя (pH)* составила 7,0-7,6. Это указывает на то, что грунтовые воды на обследованной территории являются слабо щелочными.

Электропроводность грунтовых вод зависит от количества растворенных в воде солей. Величина электропроводности изменяется от 9,8 mS/cm до 100 mS/cm (табл. 3.5.2).

Таблица 3.5.2 Физико-химические параметры грунтовых вод

№ п/п	Точка отбора (Скважина)	Температура воды, °С		Водородный показатель pH		Электропроводность, mS/cm	
		Осень 2017 г.	Весна 2018 г.	Осень 2017 г.	Весна 2018 г.	Осень 2017 г.	Весна 2018 г.
1	KAL-BS-01 (Скважина 1)	18,8	78,10	7,4	7,50	46,7	67,4
2	KAL-BS-02 (Скважина 2)	16,7	177,70	7,5	7,60	43,2	68,6
3	KAL-BS-03 (Скважина 3)	15,6	271,60	7,2	7,40	81,5	123,9
4	KAL-BS-04 (Скважина 4)	17,5	152,20	7,6	7,80	9,8	10,2
5	KAL-BS-05 (Скважина 5)	13,6	111,50	7,1	7,40	90,1	146,9
6	KAL-BS-06 (Скважина 6)	14,7	78,70	7,0	7,30	100,0	156,3
7	KAL-BS-07 (Скважина 7)	15,4	109,70	7,4	7,60	87,0	129,7
8	KAL-BS-08 (Скважина 8)	14,2	112,00	7,1	7,30	88,4	140,8
9	KAL-BS-09 (Скважина 9)	19,0	81,80	7,7	7,60	24,6	72,0
10	KAL-BS-10 (Скважина 10)	19,1	166,80	7,2	7,50	89,8	122,3
11	KAL-BS-11 (Скважина 11)	18,4	98,90	7,1	7,40	72,9	101,6
12	KAL-BS-12 (Скважина 12)	18,0	153,40	7,1	7,40	65,5	107,0
13	KAL-BS-13 (Скважина 13)	17,1	262,00	7,1	7,20	40,5	61,7
14	KAL-BS-14 (Скважина 14)	17,4	186,30	7,4	7,50	73,8	119,9
15	KAL-BS-15 (Скважина 15)	18,5	92,50	7,3	7,60	81,5	127,4

Гидрохимические свойства грунтовых вод

Результаты химических испытаний проб грунтовых вод показали, что в грунтовых водах на исследуемой территории преобладают ионы хлора и натрия. Содержание основных макрокомпонентов в грунтовых водах составляет:

Осенью 2017 г.

Анионы:

- хлора – от 2343 мг/дм^3 (Скв. 4) до 79875 мг/дм^3 (Скв. 6);
- сульфата – от 3127 мг/дм^3 (Скв. 4) до 22290 мг/дм^3 (Скв. 5);
- гидрокарбоната – от 329,4 мг/дм^3 (Скв. 4) до 707,6 мг/дм^3 (Скв. 11).

Катионы:

- натрия – от 1810 мг/дм^3 (Скв. 4) до 49000 мг/дм^3 (Скв. 5);
- магния – от 411 мг/дм^3 (Скв. 4) до 8293 мг/дм^3 (Скв. 5);
- кальция – от 701 мг/дм^3 (Скв. 4) до 1302,6 мг/дм^3 (Скв. 10);
- калия – от 106 мг/дм^3 (Скв. 4) до 1060 мг/дм^3 (Скв. 5).

Величина сухого остатка составляет 8705 мг/дм^3 (Скв. 4) – 155620 мг/дм^3 (Скв. 6).

По минеральному составу, в основном, грунтовые воды *хлоридные натриевые*, но в двух точках отбора (Скв. 4 и 9), где сухой остаток составляет 8705 мг/дм^3 и 31820 мг/дм^3 соответственно, – *сульфатно-хлоридные натриевые*.

Весной 2018 г.

Анионы:

- хлора – от 2130 мг/дм^3 (Скв. 4) до 77212,5 мг/дм^3 (Скв. 6);
- сульфата – от 2944 мг/дм^3 (Скв. 4) до 26161 мг/дм^3 (Скв. 5);
- гидрокарбоната – от 332,5 мг/дм^3 (Скв. 10) до 1296,3 мг/дм^3 (Скв. 13).

Катионы:

- натрия – от 1215 мг/дм^3 (Скв. 4) до 46200 мг/дм^3 (Скв. 6);
- магния – от 419,5 мг/дм^3 (Скв. 4) до 11491 мг/дм^3 (Скв. 8);
- кальция – от 641,3 мг/дм^3 (Скв. 5) до 1102,2 мг/дм^3 (Скв. 8);
- калия – от 156 мг/дм^3 (Скв. 4) до 1275 мг/дм^3 (Скв. 6).

Величина сухого остатка составляет 7880 мг/дм^3 (Скв. 4) – 157078 мг/дм^3 (Скв. 6).

По минеральному составу, в основном, грунтовые воды *хлоридные натриевые*. В скважине 4, где сухой остаток составляет 7880 мг/дм^3, воды *сульфатно-хлоридные натриевые*. В скважине 8 в катионном составе увеличилась доля магния, воды *хлоридные магниево-натриевые*.

Биогенные элементы

Осень 2017 г.

Содержание *азота нитритного* в грунтовых водах не превышает числового значения стандарта 2 класса качества (45 мг/дм^3) и составляет 0,009 – 0,057 мг/дм^3.

Содержание *азота аммонийного*, в основном, находится ниже предела обнаружения. Только в скважинах 6 и 1 концентрация азота аммонийного достигает 0,36 мг/дм^3 (0,72 доли стандарта качества) и 2,27 мг/дм^3 (в 4,54 раза превышает значение стандарта качества 0,5 мг/дм^3).

Концентрации *азота нитратного* составляют от 0,1 мг/дм^3 до 6,8 мг/дм^3. Превышения значения стандарта качества в отдельных скважинах достигают 1,06 – 2,06 долей.

Максимальные содержания *соединений фосфора* незначительно (в 1,01-1,840 раз) превышают числовые значения стандарта 2 класса качества вод. Концентрация соединений фосфора колеблется от 0,055 мг/дм^3 до 0,368 мг/дм^3.

Весна 2018 г.

Как видно из таблицы, содержание *азота нитритного* в грунтовых водах не превышает числового значения стандарта 2 класса качества (45 мг/дм^3) и составляет 0,009-0,077 мг/дм^3.

Содержание *азота аммонийного*, в основном, находится ниже предела обнаружения. Только осенью 2017 года в скважинах 6 и 1 концентрация азота аммонийного достигает 0,36 мг/дм^3 (0,72 доли стандарта качества) и 2,27 мг/дм^3 (в 4,54 раза превышает значение стандарта качества 0,5 мг/дм^3).

Концентрации *азота нитратного* составляют от <0,1 мг/дм^3 до 6,8 мг/дм^3. Превышения значения стандарта качества в отдельных скважинах осенью 2017 года достигали 1,06 – 2,06 долей.

Максимальные содержания *соединений фосфора* в отдельных скважинах превышают числовые значения стандарта 2 класса качества вод в 1,01-3,040 раз. Концентрация

соединений фосфора колеблется от нижнего предела обнаружения <0,055 мг/дм^3 до 0,608 мг/дм^3 (скважина 8).

Тяжелые металлы и мышьяк

Осень 2017 г.

Тяжелые металлы как микроэлементы постоянно встречаются в подземных водах. В зависимости от геохимических условий отмечаются широкие колебания их уровня.

Содержание мышьяка и тяжелых металлов в грунтовых водах по трассе трубопровода не превышают значений стандарта 2 класса качества вод.

Концентрации мышьяка (As), кадмия (Cd), хрома (Cr), никеля (Ni), свинца (Pb), ванадия (V) и цинка (Zn) находятся ниже предела обнаружения.

Содержание меди (Cu) составляет <0,0025 – 0,0206 мг/дм^3.

Весна 2018 г.

Содержание мышьяка и тяжелых металлов в грунтовых водах не превышают значений стандарта 2 класса качества вод.

Концентрации мышьяка (As), кадмия (Cd) и свинца (Pb) находятся ниже предела обнаружения.

Содержание меди (Cu) составляет <0,0025 – 0,0710 мг/дм^3 (скважина 14, весна 2018 г.); *хрома* (Cr) – от <0,0025 мг/дм^3 до 0,0140 мг/дм^3; *никеля* (Ni) – от <0,0025 мг/дм^3 до 0,130 мг/дм^3.

Максимальное содержание *цинка* (Zn) зафиксировано в скважине 14 весной 2018 года 2,190 мг/дм^3, что в 2,19 раза выше числового значения стандарта 2 класса качества воды. В остальных скважинах концентрации не превышают значений стандарта 2 класса качества воды (<0,005-0,393 мг/дм^3).

Концентрации *ванадия* (V) составляют <0,001-0,0440 мг/дм^3.

Органические соединения

Осенью 2017 г. содержание *нефтепродуктов* в грунтовых водах составляло 0,056 – 0,092 мг/дм^3 и не превышало значения стандарта 2 класса качества вод.

Концентрация фенолов изменялась в интервале <0,005 – 0,014 мг/дм^3.

Содержание СПАВ было ниже значения стандарта 2 класса качества вод и составляло 0,016–0,046 мг/дм^3.

Весной 2018 г. содержание *нефтепродуктов* в грунтовых водах составляло <0,005 – 0,093 мг/дм^3 и не превышало значения стандарта 2 класса качества вод.

Концентрация фенолов изменялась в интервале <0,005 – 0,018 мг/дм^3.

Содержание СПАВ было ниже значения стандарта 2 класса качества вод и составляло 0,016 – 0,134 мг/дм^3.

Химическое (ХПК) и биохимическое (БПК) потребление кислорода

Осенью 2017 г. в отдельных случаях значения ХПК незначительно (на 7-27 %) превышают значения стандарта 2 класса качества вод и изменяются от 25 до 38 мг/дм^3.

Величина БПК в единичном случае превышает значения стандарта 2 класса качества вод на 27%.

Весной 2018 г. максимальные значения ХПК незначительно (на 7-27 %) превышают значения стандарта 2 класса качества вод. Значения ХПК изменяются от 24 до 38 мг/дм^3.

Значения БПК в грунтовых водах составляют 0,8–3,8 мг/дм^3. Максимальное значение БПК (Скважина 15) превышает значения стандарта 2 класса качества вод на 27 % в 2017 году и 30% – в 2018 году.

Выводы

В пределах обследуемой территории грунтовые воды приурочены к морским современным и новокаспийским отложениям. *Водовмещающие отложения* представлены песками и пылеватыми супесями с включением битой ракуши, гравия и гальки. Глубина залегания осенью 2017 года находилась на отметках 91,8-292,0 см, весной 2018 – 78,1-271,6 см от поверхности земли.

Физико- химические параметры. Температура воды изменялась от 13,6 до 19,1 °С. Весной 2018 года – 12,1-16,1 °С, весной 7,3-7,8.

Величина водородного показателя (pH) составила 7,0-7,6. Величина электропроводности изменяется от 9,8 mS/cm до 100 mS/cm осенью и от 10,2 mS/cm до 156,3 mS/cm – весной 2018 года.

В *минеральном составе* грунтовых вод на исследуемой территории преобладают ионы хлора и натрия. Грунтовая вода представлена сильно солоноватыми водами и рассолами. Величина сухого остатка составляет 8 705 мг/дм^3 – 155 620 мг/дм^3.

По минеральному составу, в основном, грунтовые воды хлоридные натриевые, но в точках отбора, где сухой остаток составляет 8 705 мг/дм^3 и 31 820 мг/дм^3 – сульфатно-хлоридные натриевые.

Биогенные элементы. Содержание азота нитритного в грунтовых водах составляет 0,009-0,057 мг/дм^3. Максимальное содержание азота аммонийного достигает 0,36 мг/дм^3 и 2,27 мг/дм^3. Концентрации азота нитратного составляют от 0,1 мг/дм^3 до 6,8 мг/дм^3. Концентрация соединений фосфора колеблется от 0,055 мг/дм^3 до 0,368 мг/дм^3.

Содержание мышьяка и тяжелых металлов в грунтовых водах не превышают значений стандарта 2 класса качества вод.

Органические соединения. Содержание нефтепродуктов в грунтовых водах осенью 2017 года составляло 0,056-0,092 мг/дм^3. Концентрация фенолов изменялась в интервале <0,005-0,018 мг/дм^3. Содержание АПАВ составляло 0,016-0,134 мг/дм^3.

Значения БПК и ХПК незначительно, на 3-30 % превышают значения стандарта 2 класса качества вод.

3.6. ПОЧВЕННО-РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ ПРИБРЕЖНОЙ ЧАСТИ СУШИ

3.6.1. Почвенный покров

Согласно почвенно-географическому районированию территория обследования относится к Арало-Каспийской почвенной провинции, пустынной зоне, подзоне северной пустыни с бурыми почвами.

Характеристика почв площади исследований

По природному почвенному районированию территория относится к Прикаспийской низменности, входит в состав Бузачинской низменной приморской пустыни с распространением солончаков приморских и песков, вышедших из-под вод Каспия. Район занимает приморскую полосу Каспийского моря шириной 10-40 км. Это низменная,

недренированная равнина с незначительным уклоном в сторону моря. Она представляет собой почти плоскую равнину, слаборасчлененную системами понижений неопределенной формы. В прибрежной полосе большое влияние на рельефообразующие и почвообразующие процессы оказывают нагонные явления. Поверхность сложена слоистыми морскими четвертичными отложениями, представленными породами хвалынского и новокаспийского яруса. Верхнехвалынские отложения слагаются песчано-галечниковыми образованиями и суглинками. Прибрежные отложения новокаспийского яруса представлены светло-серыми мелко- и среднезернистыми песками.

Доминирующим элементом почвенного покрова приморской равнины являются солончаки приморские, залегающие большей частью однородными контурами, местами образуют сочетания с приморскими луговыми солончаковыми почвами, приуроченными к повышенным позициям приморской равнины. Широкое распространение получили солончаки соровые, занимающие центральную часть соровых депрессий, периферия которых занята солончаками соровыми пухлыми и солончаками обыкновенными. В прибрежной зоне приморской террасы, затопляемой во время нагонов, распространены солончаки маршевые, местами выражены песчано-ракушняковые наносы, встречающиеся в непосредственной близости от моря.

В районе планируемых работ выделены следующие типы и подтипы почв:

1. Солончаки обыкновенные.
2. Солончаки приморские.
3. Солончаки маршевые.
4. Солончаки соровые.
5. Луговые приморские солончаковые.
6. Приморские лугово-болотные солончаковые.
7. Приморские болотные солончаковые.
8. Примитивные приморские.

Прибрежная зона характеризуется слабоволнистым рельефом с незначительным уклоном в сторону моря, затапливаемая во время нагонов, близким залеганием минерализованных грунтовых вод (0,5-1,0 м) или местами выклиниванием их на поверхности. Почвенный покров состоит из слабоконтрастных комбинаций приморских почв и солончаков, формирование которых обусловлено различиями залегания по рельефу, степени засоления грунтовых вод и пород. Приморские болотные почвы прибрежной зоны развиваются в условиях избыточного увлажнения. Растительный покров представлен тростником (*Phragmites australis*), образующим плавни. Почвы отличаются повышенным увлажнением профиля, наличием торфяного горизонта с поверхности и глеевого горизонта, как показателя процесса заболачивания. Следующим поясом следуют солончаки маршевые, формирующиеся под солеросовой разреженной растительностью и приморские лугово-болотные солончаковые почвы с образованием микроценозов из бескильницы длиннечешуйной (*Puccinella dolicholepis*) и сведы заостренной (*Suaeda acuminata*) по повышенным участкам рельефа. Затем располагаются луговые приморские солончаковые почвы, формирующиеся под ажреково-сарсазановой (*Halocnemum strobilaceum, Aeluropus littoralis*) растительностью с участием однолетних солянок. Почвы прибрежной зоны слоистые со слабо выраженными признаками почвообразования. В периферической части прибрежной зоны наблюдается формирование солончаков приморских с разреженными сообществами сарсазана (*Halocnemum strobilaceum*) с участием солероса (*Salicornia europaea*), который вегетирует при высоком стоянии воды в весенний период.

Солончаки приморские распространены на нижней приморской террасе. Источниками засоления солончаков приморских в основном являются соли, поступающие от близко

залегающих и сильноминерализованных грунтовых вод. Кроме того, в формировании солончаков приморской полосы участвуют остаточные соли морских отложений, а также накопившиеся в результате испарения вод моря в прибрежной полосе. Почвообразующими породами являются ракушняковые пески. Почвы формируются под разреженными солеросово-сарсазановыми (*Halocnemum strobilaceum, Salicornia europaea*) сообществами. Проективное покрытие составляет 25-27%. Грунтовые воды залегают на глубине 1,0-1,5 м.

Содержание гумуса в верхнем горизонте до 1,5%, снижается вниз по профилю до 0,50-0,77%. Валовой азот также имеет наибольшее значение в верхнем горизонте. С увеличением глубины значение валового азота падает до 0,014-0,030%. Отношение углерода к азоту широкое, колеблется по профилю в пределах 9,6-23,4, что характеризует низкую обеспеченность гумуса азотом.

Верхний горизонт содержит значительное количество солей – 2,5%, степень засоления сильная. Тип засоления смешанный: хлоридно-сульфатный и сульфатный в верхней части профиля и сульфатно-хлоридный в нижней части, что является признаком сезонного рассоления.

По гранулометрическому составу в солончаках приморских преобладают песчаные фракции с включением грубообломочной составляющей до 6-10 % (ракуша и ее фрагменты). Содержание пылеватых частиц (0,05-0,001 мм) и менее 0,001 мм – обычно до 10%.

Солончаки маршевые формируются в прибрежной части в условиях периодического затопления. Растительный покров отсутствует или образован солеросовыми (*Salicornia europaea*) разреженными сообществами. Поверхность вспученная, мокрая, местами покрыта солевой тонкой корочкой с ракушками. Под ней обособляется наносной супесчаный горизонт белесоватого цвета. Ниже следуют пестро окрашенные и сильно увлажненные морские наносы с ржавыми пятнами и признаками оглеения. Грунтовая вода с 0,4-0,6 м. Солончаки маршевые сильно засолены с поверхности. В корковом горизонте сумма солей превышает 6-8%. Тип засоления сульфатно-хлоридный.

Луговые приморские солончаковые почвы формируются в условиях приморской террасы Каспийского моря, которые характеризуются выровненной, почти плоской поверхностью. Они прослеживаются прерывистой полосой вдоль современного берега моря, образуют комплексы и сочетания с солончаками, болотными и лугово-болотными приморскими почвами. Территория сложена сильно оглеенными, засоленными слоистыми суглинками, глинами, песками, илом с прослойками торфа и ракушника морского происхождения. Растительность представлена ажреково-сарсазановыми (*Halocnemum strobilaceum, Aeluropus littoralis*) сообществами с примесью пырея ломкого (*Agropyron fragile*) и поташника каспийского (*Kalidium capsicum*).

Содержание гумуса незначительно, колеблется по профилю в пределах 1,5-2% с резким падением его с глубиной. Реакция почвенного раствора щелочная, pH=8,2-8,4. Тип засоления смешанный: хлоридно-сульфатный и сульфатно-хлоридный, указывающий на процессы рассоления.

По гранулометрическому составу почвы слоистые с чередованием глинистых, суглинистых, супесчаных и песчаных прослоек с большим количеством ракушек.

Приморские лугово-болотные солончаковые почвы характеризуют почвенный покров первой приморской террасы, занимают низкие плоские поверхности, периодически затапливаемые морскими водами во время сильных нагонных ветров. Они занимают низменные плоские поверхности морской аккумулятивной равнины. Почвообразующими породами служат слоистые песчаные морские отложения с ракушечником, залегающие близко к поверхности и подстилающиеся суглинками и глинами. Растительность

представлена солянково-ажрековыми (*Aeluropus littoralis, Salsola nitraria, Climacoptera crassa*), бескильницево-сарсазановыми (*Halocnemum strobilaceum, Puccinella dolicholepis*) и тростниковыми (*Phragmites australis*) сообществами. Эти почвы образуют сложные сочетания с солончаками приморскими, приморскими болотными и луговыми почвами.

Содержание гумуса в верхнем темноокрашенном горизонте достигает 5,5% с колебаниями от 2 до 10% в зависимости от механического состава и резким убыванием с глубиной. Почвы в значительной степени засолены. Легкорастворимые соли в описываемых почвах обнаруживаются с глубины 10-20 см, что позволяет относить эти почвы к солончаковым. В верхних горизонтах преобладают сульфаты, в нижних горизонтах – хлориды.

По гранулометрическому составу почвы в большинстве случаев глинистые и тяжелосуглинистые, часто с песчаными прослойками.

Приморские болотные солончаковые почвы распространены узкой полосой вдоль современного берега моря, занимают неглубокие понижения рельефа в пределах первой приморской террасы. Они входят в комплексы и сочетания с приморскими лугово-болотными почвами, солончаками маршевыми и солончаками приморскими. Почвообразующими породами служат слоистые засоленные глинистые, песчаные и супесчаные морские отложения с большим количеством ракушек. Растительный покров представлен солянково-тростниковыми (*Phragmites australis, Suaeda acuminata*) сообществами. Проективное покрытие 90-100%.

Содержание гумуса в верхних горизонтах составляет 0,2-0,8%. Почвы имеют высокую степень засоления с поверхности – более 0,5% по сумме солей. С глубиной степень засоления возрастает до 3-5%. В верхней части профиля преобладают сульфаты, в нижней части – хлориды.

Солончаки типичные гидроморфные формируются по периферийной части соровой депрессии, которая занимает относительно повышенные участки. Сильно минерализованные грунтовые воды залегают близко к поверхности, в пределах 1-1,2 м. Растительность представлена сарсазановым (*Halocnemum strobilaceum*) сообществом. Проективное покрытие составляет 20-25%.

Содержание гумуса в верхних горизонтах достигает 1,2-1,5%, которое постепенно снижается с глубиной до 0,8-0,9 %. Количество общего азота изменяется по профилю от 0,01 до 0,063 %. Отношение углерода к азоту широкое, колеблется по профилю в пределах 10,7-27,8, что характеризует низкую обеспеченность гумуса азотом. Содержание карбонатов в пределах 12,47-30,59% с максимумом углекислоты карбонатов в нижней части профиля. Реакция почвенного раствора щелочная (pH = 9,31-9,83).

По гранулометрическому составу почвы легкосуглинистые с преобладанием фракций песка (0,05-1,0 мм) - 61,12% и пылеватых частиц - 24,3%, содержание иловатых фракций составляет 6,68 %. Подстилаются галечно-песчаными отложениями с содержанием грубообломочных фракции до 11,6 %.

Солончаки соровые формируются по замкнутым, бессточным депрессиям, и представляют собой соленые илистые грязи с постоянно топкой поверхностью, часто с присыпкой кристаллических солей и лишенные растительности. Они служат местонакоплением большого количества хлоридов и сульфатов. На глубине 0,3-0,7 м залегают горько-соленые грунтовые воды – рассолы, которые обеспечивают постоянную связь с поверхностью и высокое засоление профиля.

Солончаки соровые слабо затронуты почвообразованием. Строение профиля характеризуется наличием мелкокристаллической солевой корочки, образующейся в результате интенсивного летнего испарения грунтовых вод. Под солевой корочкой залегает

влажная вязкая глинистая бесструктурная масса. В профиле иногда встречаются прослойки крупнокристаллической соли. Солончаки соровые содержат менее 1% гумуса. Реакция почвенного раствора щелочная, pH=8,6-8,9. Содержание солей в поверхностной корочке достигает 13-15% и незначительно изменяется с глубиной. Тип засоления хлоридно-сульфатный.

По гранулометрическому составу солончаки соровые тяжелосуглинистые и глинистые.

Периферийная часть приморской террасы представляет собой слабоволнистую, почти плоскую приморскую равнину с плоскими понижениями, которая не испытывает подтопления во время нагонов. Минерализованные грунтовые воды залегают в пределах 1,0-1,5 м. Почвенный покров составляют комплексы солончаков приморских с солончаками обыкновенными и примитивными приморскими почвами. Растительный покров представлен полынными (*Artemisia monogina, A.nitrosa, A.scoparia,*) сообществами, в составе которых присутствуют кермек, эфедра, пырей (*Limonium suffruticosum, Ephedra distachya, Agropyron fragile*), относящиеся к видам-эдификаторам. Полынные сообщества образуют комплексы с сарсазановыми сообществами, занимающими слабо выраженные понижения.

Солончаки приморские периферийной части приморской террасы формируются в условиях близкого подстилания песчано-галечниковых и известковых пород с включением большого количества ракушек. Минерализованные грунтовые воды залегают на глубине 1,5-2 м. Почвы не имеют развитого гумусового горизонта, представляют собой начальную стадию почвообразования. Благодаря избыточному увлажнению древние морские отложения нижней части профиля сильно окислены, отличаются пестрой окраской. Для морфологической характеристики солончаков приморских приводится описание разреза, заложенного на незаливаемом участке. Рельеф – слабоволнистая приморская равнина. Растительность представлена кермеково-разнополынным (*Artemisia monogina, A.nitrosa, Limonium suffruticosum*) сообществом.

Содержание гумуса в верхнем горизонте составляет 0,8 % с колебаниями по профилю от 0,3 до 0,8 % в погребенных горизонтах. Количество общего азота изменяется по профилю от 0,018 до 0,053 %. Отношение углерода к азоту широкое, колеблется по профилю в пределах 5,8-14,6, что характеризует низкую обеспеченность гумуса азотом. Содержание карбонатов варьирует по профилю от 8,54 до 31,07 %, с максимумом углекислоты в горизонте ракушняковых отложений. Реакция почвенного раствора слабощелочная, pH=8,42-8,92. Сумма поглощенных оснований колеблется по профилю от 16,7 до 31,5 мг-экв на 100 г почвы. На долю обменного натрия приходится 0,73-2,93 % от суммы поглощенных оснований, что обусловлено высоким содержанием натриевых солей.

По гранулометрическому составу почвы супесчаные с преобладанием фракций песка - 69,54%. В средней части профиля выделяются тяжелосуглинистые и легкосуглинистые горизонты с преобладанием песчаных и иловатых фракций - 14,56 % и 3,32% соответственно. Нижний горизонт представлен разнозернистым песком с включением гальки до 33,8 %.

Солончаки обыкновенные периферийной части приморской террасы занимают пониженные элементы рельефа различной конфигурации, входят в состав комплексов с солончаками приморскими. Источниками их засоления служат засоленные почвообразующие породы и соли, поступающие от близких и сильно минерализованных грунтовых вод. Растительный покров составляют сарсазановые (*Halocnemum strobilaceum*) сообщества с небольшим количеством однолетних солянок. Проективное покрытие составляет 20-25%.

Содержание гумуса в верхнем горизонте достигает 0,7-0,8%, общего азота 0,03-0,05%. Реакция почвенного раствора щелочная в верхней части профиля, в нижней части –

слабощелочная. Тип засоления смешанный: хлоридно-сульфатный и сульфатно-хлоридный.

По гранулометрическому составу почвы тяжелосуглинистые.

Примитивные приморские почвы получили распространение среди солончаков приморских, образуя с ними комплексы. Участки их формирования характеризуется как плоская равнина, сложенная слоистой толщей современных морских отложений. В ней чередуются супесчаные, глинистые и ракушняковые наносы, слабо затронутые почвообразованием. Грунтовые воды обычно залегают выше 1,5 м и имеют высокую степень минерализации. Растительный покров состоит из кермеково-полынных сообществ (*Artemisia monogina, Artemisia scoparia, Limonium suffruticosum*) с участием эфемеров. Проективное покрытие не превышает 25-30%.

Почвы содержат невысокое количество гумуса, составляющее у молодых почв всего 0,5%. Гумус по своему составу грубый и возможно является остаточным от морской фауны и флоры. Примитивные приморские почвы карбонатны с поверхности, но четкий максимум карбонатов не фиксируется, вертикальное распределение их по профилю весьма неравномерное с колебаниями от 6 до 10%. Тип засоления сульфатно-хлоридный. По степени засоления эти почвы относятся к сильнозасоленным солончаковым видам.

По гранулометрическому составу почвы слоистые с чередованием песчаных, супесчаных, суглинистых и глинистых горизонтов, перемешанных с ракушками.

Характеристика почв трассы трубопровода

Территория планируемой трассы трубопровода расположена на современной приморской равнине, на относительно небольшом удалении от моря.

Здесь сформированы молодые почвенные образования, по которым проходит трасса трубопровода – приморские примитивные почвы, приморские луговые засоленные почвы, солончаки приморские и соровые, детально изученные ТОО «Казэкопроект» при проведении фоновых исследований осенью 2017 и весной 2018 годов.

Приморские примитивные почвы

Занимают относительно неширокую полосу морского побережья – в пределах первой приморской террасы. Территория характеризуется как плоская равнина, залегающая ниже уровня мирового океана и сложенная засоленной слоистой толщей слабо затронутых почвообразованием морских отложений, представленных супесчаными и песчаными наносами с включением ракушек. Грунтовые воды залегают на глубине до 1,5 м, имеют высокую степень минерализации (более 50 г/л), по составу солей хлоридные, натриевые, соответствующие солевому составу морских вод.

В прибрежной полосе в составе растительности единично встречаются галофиты (сведа, сарсазан и др.). По мере удаления от береговой линии видовой состав растительности и проективное покрытие возрастают, в весенний период наряду с галофитами распространены эфемеры. Поверхность приморских примитивных почв покрыта ракушками.

Содержание гумуса очень низкое, колеблется в пределах 0,5-1,3 %, практически не отличаясь по сезонам осень-весна-лето.

Реакция почвенной среды слабощелочная и щелочная, pH составляет 7,6-8. Практически все почвы засолены с поверхности и по всему почвенному профилю, т.е. характеризуются повышенным содержанием водорастворимых солей (0,124-3,848%). Почвы солончаковые. Степень засоления поверхностных горизонтов, в основном, средняя. Максимальное содержание солей отмечается в нижних горизонтах почвенного профиля, засоленных в

сильной степени. Химизм засоления сульфатно-хлоридный и хлоридно-сульфатный, в составе катионов преобладают катионы натрия, реже – кальция.

Гранулометрический состав морских отложений супесчаный и песчаный, с значительным количеством включений ракушек. Зачастую отмечаются слои, полностью сложенные ракушечником. Благодаря избыточному увлажнению морские наносы сильно оглеены и окислены, отличаются пестрой окраской – от ржаво-бурых тонов до сизых.

Приморские луговые почвы

Занимают неширокую полосу морского побережья в пределах 1-й и 2-й приморских террас, вышедших из среды затопления морскими водами. Грунтовые воды в полосе луговых приморских почв залегают на глубине от 1 до 3 м, сильно минерализованы (25-50 г/л). Почвы испытывают капиллярное увлажнение от грунтовых вод, что определяет значительное засоление их, развитие на поверхности луговой и солончаковой растительности.

Поверхность почв покрыта ракушками. Почвообразующими породами служат засоленные слоистые отложения различного механического состава, часто с включением обломков ракушки.

В профиле описываемых почв ясно выражен только задернованный гумусовый горизонт А палево-серого цвета мощностью до 30 см.

Содержание гумуса очень низкое 0,5-1,1 %. Реакция почвенной среды слабощелочная и щелочная, pH составляет 7,6-8,9.

Все почвы засолены с поверхности и по всему почвенному профилю. Сумма водорастворимых солей в почвенном профиле колеблется в значительном интервале, 0,1-3,0%. Химизм засоления сульфатно-хлоридный и хлоридно-сульфатный, в составе катионов преобладают катионы натрия и кальция, редко – магния.

Степень засоления поверхностных горизонтов слабая, в редких случаях – средняя, исключительно редко встречаются сильнозасоленные слои. Вниз по профилю количество солей, как правило, возрастает.

Гранулометрический состав почв преимущественно песчаный и супесчаный, зачастую с включением ракушек.

Солончаки приморские

Почвы формируются в мезопонижениях приморской равнины. под редким покровом солянок на близком залегании (1-2 м) сильноминерализованных грунтовых вод. Почвообразующими породами служат засоленные слоистые морские отложения с преобладанием ракушечниковых песков и супесей. Морфологической особенностью солончаков, по данным исследований весны 2018 г., является наличие на поверхности почв соляной корки мощностью 3-5 см и более. При осенних исследованиях 2017 г. соляная корка не выделялась, что было обусловлено влиянием осенних дождей.

Профиль слабо сформирован, дифференциация на горизонты обусловлена интенсивностью лугового процесса и неоднородностью морских отложений.

Выделяются гумусовые горизонты А и В сероватого и палево-серого цвета, суммарной мощностью 30-36 см. Ниже этих горизонтов выделяются переходный к почвообразующей породе горизонт ВС и собственно почвообразующая порода С.

Солончаки приморские содержат низкое количество гумуса, 0,4-1,6 %. Реакция почвенной среды щелочная, pH составляет 8,0-8,9.

Почвенный профиль приморских солончаков по гранулометрическому составу неоднородный, слоистый. При преобладании песчаный и супесчаных отложений, довольно часто встречаются легкосуглинистые горизонты.

Солончаки соровые

Встречаются по днищам котловин различных размеров, по впадинам и депрессиям, образованных тектоническими, карстовыми, эрозионными и другими явлениями. Все эти отрицательные элементы рельефа представляют собой благоприятную среду для соленакопления за счет сноса солей вместе с талыми водами с вышележащих территорий и подпитывания сильно минерализованными грунтовыми водами. Последние обычно находятся на глубине от 0,5 до 1,5 м, и минерализация их превышает 50-100 г/л. Все это обеспечивает постоянную капиллярную связь с поверхностными горизонтами и высокое засоление профиля. Поверхность солончаков соровых совершенно лишена растительности. Интенсивное летнее испарение при отсутствии растительности приводит к кристаллизации солей на поверхности в виде белоснежной солевой корки.

Гранулометрический состав характеризуемых солончаков преимущественно легкий, представлен супесчаными и песчаными отложениями. В профиле отмечается наличие включений ракушек, зачастую встречаются слои, полностью сложенные ракушечником.

Физико-химическая характеристика почв трассы трубопровода

Гранулометрический состав

При оценке инженерно-геологических свойств грунта гранулометрический состав является одним из важных факторов, определяющих его физические свойства.

По результатам оценки гранулометрического состава в пробах грунтов преобладают частицы размером 0,005-2,0 мм (50,5-92,7 %). Пылеватые частицы (0,002-0,05 мм) составляют 0,6-57,6 %; частицы менее 0,002 мм – 0,6-26,8 %. Таким образом, согласно классификации механических элементов почв по Н.А. Качинскому, территория исследований сложена песками, супесями и суглинками с включением гравия и гальки.

Нефтепродукты

В качестве нормативного показателя содержания нефтепродуктов в почве использовано ПДК (100 мг/кг) для месторождения «Каражанбас», по территории которого будет проходит проектируемый нефтепровод.

Концентрации нефтяных углеводородов в большинстве отобранных проб, как по поверхности, так и по почвенному разрезу, незначительны и не превышают 0,1-0,2 ПДК.

Сера

Содержание общей серы в грунтах на глубине 1-3 метра составляет 0,27-3,75 % и в целом соответствует природному распределению в регионе.

Содержание серы варьирует в широких пределах и обусловлено природными факторами почвообразовательного процесса. В составе соединений серы преобладают сульфаты, содержание сульфидных форм низкое, концентрации элементарной серы менее предела обнаружения (0,008 %).

Засоление легкорастворимыми солями почвенных горизонтов меняется от незасоленной до очень сильной степени. Химизм засоления почв представлен сульфатно-хлоридным типом или чередованием сульфатно-хлоридного с хлоридносульфатным засолением.

Содержание общих сульфатов по профилю варьирует от 0,185% до 4,660%, количество общей серы соответственно меняется в пределах 0,090-2,385 %. Сульфидные формы в почвах представлены соединениями одного или нескольких металлов с серой и их

содержание крайне мало. В луговых приморских почвах и солончаках приморских сульфиды составляют от 0,009 % до 0,029 %.

Максимальные содержания серы отмечаются в солончаках соровых в верхних частях разреза. Профиль почв очень сильно засолен, сумма легкорастворимых солей составляет 3-4 %. Тип засоления сульфатно-хлоридный. Содержание общих сульфатов резко снижается по профилю: от 7,301 % с поверхности до 0,501 % в нижней части. В этом же направлении меняется и общая сера – от 2,457 % до 0,181 %. Содержание сульфидной формы серы варьирует от 0,014 до 0,022 %.

Тяжелые металлы и мышьяк

Общую загрязненность почвы характеризует валовое содержание тяжелых металлов, а доступность элементов для растений определяется их подвижными формами. Загрязнение подвижными формами тяжелых металлов является наиболее опасным явлением, так как именно в такой форме они могут ассимилироваться растениями и поступать в пищевые цепи. На практике определение содержания подвижных форм металлов проводится в случае высокого содержания их валовых форм.

Валовые формы

Все нормируемые тяжелые металлы отмечаются в концентрациях ниже установленных ПДК и кларков как по поверхности, так и по почвенному разрезу. Содержание меди и никеля во всех пробах почв, отобранных с генетических горизонтов, составляет десятые доли нормативных значений (<0,5 ПДК), свинца и хрома – сотые доли (<0,09 ПДК (Кларка)). В аналогичных пределах колебания, варьирует содержание ванадия и цинка (0,03-0,2 ПДК). Исключение представляет единичные случаи превышения кларка кадмия (1,2-1,4 Кк) в интервалах 0,35-0,45 м и 0,9-1,0 м, отмеченные в почвенном разрезе приморских луговых почв, а также в интервале 0,7-0,8 м в одном из разрезов приморских примитивных почв.

Специфической чертой геохимии почв является повсеместное превышение установленной ПДК по мышьяку, для которого не превышение ПДК отмечается в единичном случае. В целом, концентрации мышьяка колеблются от уровня ПДК (2 мг/кг) до 7 ПДК. Максимальные концентрации приурочены к приморским примитивным и, реже, приморским луговым почвам, закономерностей распределения по почвенному разрезу не наблюдается.

Повышенные концентрации мышьяка являются региональной особенностью почв и грунтов характеризуемой территории и обусловлены особенностями геохимической миграции и накопления мышьяка при высоком pH грунтовых вод.

Следует отметить, что принятое для мышьяка ПДК (2 мг/кг) является, по-видимому, заниженным и зачастую ниже кларка по Виноградову.

Подвижные формы

Распределение подвижных форм меди, цинка, хрома и никеля в почвах трассы трубопровода характеризуется чрезвычайно низким содержанием подвижных соединений определяемых элементов.

Содержание подвижного хрома и цинка в поверхностных горизонтах почв варьируют в пределах 0,1-0,5 мг/кг, максимальные значения которых составляют сотые доли допустимых пределов (<0,03 ПДК). Максимальные концентрации подвижных форм никеля и меди не превышают 0,3-0,8 мг/кг (0,07-0,25 ПДК), что тоже является невысоким показателем содержания элементов в почвах.

Удовлетворительная сходимость результатов сезонных исследований контролируемых физико-химических параметров почв позволяет сделать вывод об отсутствии значимой сезонной динамики их свойств.

В целом, в ходе обследования территории трассы проектируемого трубопровода выявлено преобладающее распространение приморских почв и солончаков, имеющих низкие оценочные качества как средства производства пастбищных кормовых культур. Почвы характеризуются низким уровнем плодородия, обусловленным молодостью почвообразовательного процесса, близким залеганием к поверхности минерализованных грунтовых вод и засоленных пород, несформированным почвенным профилем, низким содержанием гумуса. Земли, предназначенные под строительство, не представляют агропроизводственной ценности, так как являются малопродуктивными пастбищными угодьями.

3.6.2. Характеристика растительного покрова

Растительный покров исследуемой территории по ботанико-географическому районированию относится к Сахаро-Гобийской пустынной области Ирано-Туранской подобласти Северо-туранской провинции Западно-северотуранской подпровинции, относящейся к подзоне средних пустынь, Бузачинскому флористическому округу (Карта растительности Казахстана, 1995; Рачковская Е.И. и др., 2003; Флора Казахстана, 1956).

Характеристика растительного покрова площади исследований

Особенностью территории является бедность флоры и своеобразие структуры растительного покрова. Развитие растительности происходит в условиях резко континентального климата, с незначительным количеством осадков и высокими температурами вегетационного периода в сочетании с широким распространением засоленных почвообразующих и подстилающих пород, а также сезонными колебаниями минерализованных грунтовых вод и уровня Каспийского моря.

Господствующие виды (эдификаторы сообществ) зоны пустынь относятся к родам полынь (*Artemisia)* и сарсазан (*Halocnemum strobilaceum*), кермек (*Limonium suffruticosum*). Заметно меньшее значение имеют сообщества, где эдификаторами выступают поташник (*Kalidium capsicum*), изень (*Kochia prostrata*), эфедра (*Ephedra distachya*) и некоторые другие виды.

Полынь однопестичная (*Artemisia monogynan*)

Сарсазан шишковатый *(Halocnemum strobilaceum)*

Растительность исследуемой территории представлена галофитами: солеросом, сарсазаном, сведой, тростником, бескильницей, ажреком. К периферии участка появляются полыни, пырей и кермек.

Растительность вдоль предполагаемой трассы располагается по экологическим (микропоясным) рядам зарастания. Близко от уреза воды формируются сообщества тростника южного (*Phragmites australis*), иногда с участием сведы (*Suaeda acuminata*), кермека каспийского (*Limonium caspium*) на лугово-болотных и болотных почвах. Проективное покрытие сообществ достигает 90-100%. На солончаках маршевых вдоль береговой линии распространена солеросовая растительность, чередующаяся с солончаковыми пустошами. В группировках солероса европейского (*Salicornia europaea*) проективное покрытие не превышает 2-3%, во флористическом составе принимают участие единичные растения тростника южного и сарсазана шишковатого (*Phragmites australis*, *Halocnemum strobilaceum*).

Следующим поясом следуют сообщества сарсазана с участием солероса, формирующиеся на солончаках приморских. В сарсазановых сообществах (*Halocnemum strobilaceum*) проективное покрытие составляет 20-22%. В видовом составе кроме сарсазана (*H.strobilaceum*) и солероса (*S.europaea*), присутствуют поташник каспийский (*Kalidium capsicum*), сведа заостренная (*Suaeda acuminata*) и франкения жестковолосистая (*Franktnia hirsuta*). Группировки солероса европейского с участием сведы заостренной формируются по западинам в условиях грунтового и дополнительного поверхностного увлажнения на солончаках гидроморфных. Проективное покрытие не превышает 5-10%.

Сообщества сарсазана сменяют разнополынные сообщества с кермеком (*Artemisia monogina, A.nitrosa, Limonium suffruticosum*) при участии сарсазана (*Halocnemum strobilaceum*) и бескильницы длинночешуйной (*Puccinella dolicholepis*). Разнополынные сообщества чередуются с ажрековыми сообществами (*Aeluropus littoralis*) с кермеком и сарсазаном и микроценозами, занимающими выраженные блюдцеобразные понижения. В составе микроценозов присутствует сведа заостренная. При повышении абсолютных отметок и снижении уровня грунтовых вод формируются эфедрово-полынные сообщества, залегающие на солончаках приморских. Проективное покрытие в сообществах достигает 30-35%. Во флористический составе присутствуют следующие виды: полынь однопестичная, полынь метельчатая, хвойник двуколосковый, пырей ломкий, кохия простертая (*Artemisia monogina, A.scoparia, Ephedra distachya, Agropyron fragile, Kochia prostrata*).

Соровая депрессия занимает пониженную часть первой приморской террасы. Она характеризуется распространением сарсазановых (*Halocnemum strobilaceum*) сообществ, формирующихся на солончаках обыкновенных, которые вклиниваются на территорию распространения солончаков приморских с разнополынными сообществами. Проективное покрытие составляет 15-20%. Пониженные части рельефа заняты солончаками соровыми, лишенными растительного покрова и представленными соленосными глинами, и илами с близким залеганием минерализованных грунтовых вод.

Переходная к береговому валу полоса характеризуется распространением ажрековополынных (*Artemisia monogina, A.scoparia, Aeluropus littoralis*) растительных сообществ с участием сведы заостренной (*Suaeda acuminata*), формирующихся на солончаках приморских. Проективное покрытие составляет 60-65%.

По береговому валу получили распространение эфемерово-злаково-полынные сообщества с участием астрагала и эфедры, формирующиеся на примитивных приморских песчаных почвах. Во флористическом составе присутствуют следующие виды: полынь песчаная, полынь метельчатая, полынь однопестичная, астрагал коротконогий, хвойник двуколосковый, триостница перистая, бескильница длинночешуйная, костер кровельный, качим метельчатый, дескурайния Софии, пажитник пряморогий, смолевка промежуточная, льнянка душистая (*Artemisia arenaria, A.scoparia, A.monogina, Aristida pennata, Puccinella dolicholepis, Astragalus brachipus, Ephedra distachya, Anisanta tectorum, Gypsophilla paniculata, Descurainia Sophia, Trigonella orthoceras, Linaria odora, Silene media*). Проективное покрытие сообществ достигает 65-70%.

Эфемерово-полынные и эфемерово-астрагалово-полынные растительные сообщества характерны также для территории приморской террасы, расположенной в восточном направлении от берегового вала. В составе сообществ увеличивается количество эфемеров, включающих мортук пшеничный, бурачок пустынный (*Eremopyrum triticeum, Alyssum desertorum*) при равном соотношении полыни песчаной, полыни метельчатой, полыни однопестичной и астрагала коротконогого. Проективное покрытие сообществ составляет 60-65%.

Следующий пояс занимают кермеково-полынные сообщества с эфедрой (*Artemisia monogina, Artemisia scoparia, Limonium suffruticosum, Ephedra distachya*), формирующиеся на солончаках приморских по приподнятым поверхностям приморской террасы. Проективное покрытие 30-35%. В составе сообществ присутствуют: кохия простертая, сарсазан шишковатый, однолетние солянки семейства маревых (*Kochia prostrata, Halocnemum strobilaceum, Salsola nitraria, Climacoptera crassa, Suaeda acuminata*). В составе сообществ значительное участие принимает черный мох (*Tortula desertorum*), скопления которого наблюдаются в основном в прикорневой части многолетних полукустарников. Проективное покрытие достигает 5-7%.

Кермек *(Limonium suffruticosum)*

По повышенным участкам выделяются эфемерово-полынно-астрагаловые сообщества, формирующиеся на солончаках приморских. Проективное покрытие сообществ составляет 30-35%. В составе сообществ принимают участие астрагал коротконогий, полынь селитряная, полынь однопестичная, полынь метельчатая, дескурайния Софии, мятлик луковичный, костер кровельный (*Astragalus brachipus, Artemisia nitrosa, A.monogina, A.scoparia, Descurainia Sophia, Poa bulbosa, Anisanta tectorum*).

Характеристика растительного покрова трассы трубопровода

Растительность приморской слабоволнистой равнины на примитивных приморских засоленных песчаных почвах представлена однопестичнополынно-эфемеровым и однопестичнополынно-сарсазановым сообществами. Проективное покрытие 40-60%, видовой состав насчитывает 9-11 видов. Доминанты полынь однопестичная (*Artemisia monogyna*), рогоглавник (*Ceratocephala testiculata*), мятлик луковичный (*Poa bulbosa*), иногда сарсазан шишковатый (*Halocnemum strobilaceum*) в различных сочетаниях. Многолетники представлены 3-8 видами, однолетники – 3-9 видами.

Растительность пониженных участков приморской равнины, периодически подтопляемых нагонными водами, беднее в видовом составе, представлена единичными растениями кермека полукустарникового (*Limonium suffruticosum*) и сарсазана (*Halocnemum strobilaceum*), встречается франкения (*Frankenia hirsuta*). Доминант сарсазан, проективное покрытие местами менее 1%.

Растительность луговых приморских засоленных песчаных почв представлена преимущественно сарсазановым сообществом, реже сарсазаново-однопестичнополынным сообществом на луговых приморских засоленных супесчаных почвах. Проективное покрытие 10-55%, доминант сарсазан шишковатый (*Halocnemum strobilaceum*), на супесчаных почвах местами доминанты полынь однопестичная (*Artemisia monogyna*), мортук (*Eremopyrum orientale*) и сарсазан шишковатый (*Halocnemum strobilaceum*) с проективным покрытием до 65%.

Видовой состав представлен 2-6 видами многолетников и 2-7 видами однолетников.

Растительность солончаков приморских представлена сарсазановым сообществом, видовой состав, как правило, ограничен 1-6 видами, проективное покрытие составляет 10-45%. Доминирует сарсазан шишковатый (*Halocnemum strobilaceum*), отмечается мортук (*Eremopyrum orientale*), клоповник (*Lepidium perfoliatum*).

Мортук *(Eremopyrum orientale)*

Растительность солончаков соровых представлена отдельными растениями сарсазана (*Halocnemum strobilaceum*). Проективное покрытие составляет менее 1 %. Высота растений 10-15 см. Видовой состав представлен 1 видом.

В целом при полевых исследованиях 2017-2018 гг. на фоновых станциях и прилегающих территориях было отмечено 65 видов высших сосудистых растений.

Анализ систематической принадлежности видов исследуемой флоры показал, что в её состав вошли представители 21 семейства.

Ведущее положение по количеству видов занимает сем. Маревые (*Chenopodiaceae*), насчитывающее в своём составе 19 видов, что составляет около 30 % всех выявленных растений. Второе место занимают сем. Мятликовые (Злаковые) (*Poaceae*) 8 видов (12 %), на третьем месте сем. Капустные (*Brassicaceae*) – 10%, сем. Астровые (Сложноцветные) (*Asteraceae)* включают – 5 видов (8 %). Бобовые (*Fabaceae*) включают 3 вида (5%). Остальные семейства включают по 1-3 видам (3-2 %).

По количеству во флоре фоновых экологических станций преобладают однолетники (25 видов) и многолетние травы (17 видов), их общее количество вместе с эфемерами (7 видов) и двулетниками (1 вид) составляет 40 видов (62 %) Общее количество всех многолетников (кустарники, полукустарники, полукустарнички, многолетники) различных жизненных форм составляет 31 вид (48%).

Среди однолетников преобладают представители семейства Маревых (*Chenopodiaceae*) 15 видов. Общее количество многолетних травянистых растений насчитывает 17 видов, из них в семействе Астровых (*Asteraceae*) насчитывается 6, а Мятликовых (*Poaceae)* 5 видов. Эфемеры представлены 7 видами, а эфемероиды 4. Остальные жизненные формы представлены незначительным количеством видов.

В связи со сложившимися эколого-климатическими условиями флора наиболее представлена ксерофитными (37 видов), мезоксерофитными (22 вида) и галоксерофитными видами растительности (15 видов).

3.6.2.1. Редкие, исчезающие и особо охраняемые виды растительности

Согласно литературным данным на территории проектируемого строительства могут быть встречены следующие редкие и исчезающие виды растений.

Вьюнок персидский – *Convolvulus persicus L. (Сем. Convolvulaceae – вьюнковые)*

Статус: Очень редкий в Казахстане вид.

Многолетник, с приподнимающимися или прямостоячими простыми или ветвистыми, густо облиственными и войлочно-опушенными стеблями 15-50 см длиной. Листья эллиптические, реже яйцевидные, беловатые от очень густого войлочно-волосистого опушения. Цветки крупные, с густо опушёнными чашелистиками 10-15 мм длиной; венчик белый, с лепестками 30-45 мм длиной. Декоративное растение.

Ареал и встречаемость: Побережье Каспийского моря на Мангышлаке.

Места обитания: Несколько засолённые пески. Псаммоксерофит.

Вьюнок персидский – *Convolvulus persicus*

Солянка широколистая – *Salsola euryphylla Botsch*. Очень редкий, реликтовый вид. Встречается на полуострове Мангышлак, Бузачи, и останцовых возвышенностях севернее полуострова Бузачи. Произрастает на солончаках.

Лебеда толстолистная *(Atriplex crassifolia C.A.Mey.)* – эндемик. Растет по солончакам.

Петросимония жестковолосистая *(Petrosimonia hirsutissima (Bge) Iljin)* – эндемик. Растет на пухлых солончаках.

Петросимония жестковолосистая –
Petrosimonia hirsutissima (Bge) Iljin

Вероятность встречи вышеперечисленных видов очень низка, так как эта территория давно находится в хозяйственном использовании, и растительный покров достаточно сильно трансформирован.

Во время проводимых на данной территории фоновых исследований в 2011-2012 и 2017-2018 гг. краснокнижных видов не было встречено.

3.6.3. Современное состояние почвенно-растительного покрова

Трасса проектируемого трубопровода проходит по плоской приморской равнине новокаспийского возраста, на которой развиты примитивные приморские и приморские луговые почвы, солончаки приморские и соровые. Различия условий образования, геоморфологических условий и почвообразующего субстрата обусловили широкое развитие сочетаний и комплексов видов почв, мозаичность и пятнистость в их развитии.

Почвы сложены засоленной слоистой толщей слабо затронутых почвообразованием морских отложений, представленных супесчаными и песчаными наносами с включением ракушек. Зачастую отмечаются слои, полностью сложенные ракушечником. Почвы характеризуются очень низким содержанием гумуса, щелочной реакцией почвенной среды, низкой емкостью поглощения, засолением водорастворимыми солями.

Почвы повсеместно интенсивно засолены с поверхности и по разрезу, грунтовые воды высокоминерализованы, залегают на большей части трассы близко к поверхности.

Почвообразующий субстрат представлен супесями, суглинками, песками различной зернистости с включениями гальки, гравия, ракушек.

Распределение в почвах химических элементов по трассе определяется химическим составом субстрата и природными процессами. В целом, содержания тяжелых металлов соответствуют характерным для региона. Региональной особенностью химсостава почв являются повышенные содержания мышьяка, обусловленные естественными особенностями миграции этого элемента в щелочной среде и концентрации его на испарительно барьере и в комплексах.

В связи с жесткими природно-климатическими условиями и высоким засолением, почвы для земледелия не пригодны. Территория трассы в сельскохозяйственном производстве может использоваться только в качестве низко продуктивных пастбищ.

Территория работ примыкает к зоне интенсивной хозяйственной деятельности – нефтяному месторождению Каражамбас с развитой добычной и транспортной инфраструктурой, в которой достаточно ярко выражены антропогенные нарушения почвенно-растительного покрова.

Антропогенные нарушения почвенного покрова выражаются, в основном, в механических нарушениях целостности верхнего почвенного слоя при строительстве дамб, дорог, линий электропередач и связи, различных вспомогательных площадок, при прокладке несанкционированных автодорог. В значительно меньшей степени физические нарушения верхнего почвенного слоя отмечаются также по постоянным и временным тропам домашних животных вблизи зимовок и мест летнего выпаса.

Минимальная степень физической (механической) нарушенности почвенного покрова наблюдается в северной части трассы от выхода на сушу до дороги Каражамбас-Каламкас. Часть трассы, которая будет проходить вблизи действующей инфраструктуры, характеризируется средней и сильной степенью физической нарушенности почв.

Как показали полевые исследования 2017-2018 гг., техногенное химическое загрязнение почв тяжелыми металлами в пределах проектируемой трассы не фиксируется. Повышенные по отношению к принятому ПДК содержания мышьяка имеют естественное происхождение и обусловлены геохимической спецификой региона. Добыча и обработка нефти проводится также за пределами предполагаемой трассы, в связи с чем загрязнение почв нефтью и нефтепродуктами маловероятно и также не фиксируется.

Состояние растительного покрова, представленного в основном сарсазановыми, сарсазан-мортуковыми, однопестичнополынно-сарсазановыми, однопестичнополынно-

эфемеровыми сообществами, в целом соответствует обычному для региона. Как правило, внешних отклонений в морфологическом и фенологическом развитии не выявлено, жизненность растений и фенологическое развитие в норме. Растительные сообщества в целом устойчивы к антропогенным нагрузкам.

Нарушения растительного покрова отмечаются в местах механического нарушения почв – вдоль дорог, дамб, линий электропередач и связи, промысловых трубопроводов и связаны с физическим уничтожением растений и разрушением почвенного слоя. Обычно для восстановления растительного покрова до естественного состояния на молодых приморских почвах требуется 10-15 лет.

Незначительное воздействие на растительный покров наблюдается также вблизи объектов отгонного животноводства вследствие выпаса, скотопрогонных троп, случайных проездов автотранспорта. Нарушения этого типа восстанавливаются значительно быстрее и не носят критического характера.

3.7. СОСТОЯНИЕ МОРСКОЙ БИОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ

3.7.1. Морская растительность

Морская растительность Северного Каспия

Характеристика морской растительности района реализации проекта дана по материалам морского экологического мониторинга и фоновых экологических исследований, выполненных различными организациями на территории лицензионных участков морских нефтяных месторождений и литературных данных.

Своеобразием Каспийского моря, по сравнению с другими крупными водоемами умеренного пояса Евразии (за исключением усыхающего Аральского моря), является бедность флоры, по этому показателю Каспий стоит на втором месте в системе южных морей (Зинова, Калугина-Гутник, 1974). Вероятной причиной этого являются периодические трансгрессии уровня моря и обусловленная ими неустойчивость биотопов, в частности глубины и режима солености.

Наибольшим флористическим разнообразием отличается мелководный Северный Каспий, где находятся обширные опресненные участки дельт Волги и Урала. В ходе выполнения программы производственного экологического контроля Компанией (Аджип ККО) только в Северо-Восточном Каспии выявлено 160 видов макрофитов, включая 79 видов высших растений (1 вид споровых и 78 видов цветковых), относящихся к 31 семейству и 45 родам (Экологические мониторинговые исследования, 2018). Непосредственно на участках месторождений Аджип ККО за весь период исследований было зарегистрировано всего 10 видов высших растений-макрофитов, а по трассе трубопровода – 17.

Исследования, проведенные Компанией в последние годы, свидетельствуют о присутствии в Северо-Восточном Каспии водорослей-макрофитов всех отделов (82 вида), за исключением пирофитовых и золотистых, которые в основном микроскопические и входят в состав фитопланктона. В частности, зарегистрировано 3 вида харовых *(Charophyta)*, 17 видов красных *(Phodophyta)*, 1 вид бурых *(Phaeophyta)*, 15 видов зеленых *(Chlorophyta)*, 3 желто-зеленых *(Xanthophyta)*, 23 диатомовых *(Bacillariophyta)*, 19 синезеленых *(Cyanophyta)* и 1 вид эвгленовых *(Euglenophyta)* водорослей. Все они встречаются на лицензионных участках Аджип ККО, при этом многочисленна группа видов, образующих обрастания на судах и конструкциях буровых установок.

Наибольшим флористическим богатством характеризуются пресноводные участки авандельт и прибрежной акватории междуречья Волги и Урала, где преобладают представители родов *Potamogeton, Zostera, Najas, Vallisneria, Lemna, Myriophyllum, Ceratophyllum, Chara* и др. В

открытой акватории отмечено только 13 видов. Среди высших растений здесь доминируют *Potamogeton pectinatus, Zostera marina, Myriophyllum spicatum*, а из красных водорослей – *Polysiphonia sertularioides, Ceramium elegans, Laurencia caspica*; на обрастаниях преобладают зеленые нитчатые водоросли родов *Cladophora, Spirogira, Oedogonium, Mougeotia*, остальные виды встречаются единично.

Песчано-илистые грунты мелководий благоприятны для развития рдестов *(Potamogeton)*, урути *(Myriophyllum)* и рупии *(Ruppia maritima)*. На песчано-ракушечных грунтах господствуют взморник морской *(Zostera marina)* и полисифония *(Polysiphonia sertularioides)*. Другие виды полисифонии *(P.elongata, P.violacea)* предпочитают глинисто-ракушечные грунты, а *Laurencia caspica* – ракушечные и каменистые. Харовые водоросли приурочены к илистым сероводородным отложениям. Плотные ракушечные и глинистые грунты открытых пространств обычно лишены растительности. Зеленые нитчатые водоросли не укореняются на дне, а образуют обрастания на камнях, ракушке, на других макрофитах (как эпифиты), на обшивке судов, сваях, ограждениях, волноломах и т.п.

Проведенные под эгидой Аджип ККО в 1996 г. фронтальные фоновые исследования, позволили выявить закономерности пространственного распределения водной растительности в Северо-Восточном Каспии, которое в основном зависит от глубины.

Были выделены 3 зоны пространственной дифференциации водной растительности: глубоководная (6,0-14,0 м), зона средних глубин (2,5-6,0 м) и зона мелководья (0,5-2,5 м). Мелководная зона считается переходной, или транзитной, разделяющей экосистемы моря и суши.

Глубоководная зона характеризуется крайней бедностью флоры, сильной изреженностью фитоценозов, наличием больших участков дна, не покрытых растительностью. Самый глубоководный участок Северо-Восточного Каспия (12-14 м) -район Уральской бороздины, где располагается месторождение Каламкас-море. На участках с глубинами 6-12 м разреженные сообщества красных водорослей представлены видами *Polysiphonia sertularioides, Laurencia caspica*, реже, с участием взморника *(Zostera marina)*. Здесь встречаются также представители зеленых *(p. Oedogonium)*, обитающие обычно в пресных водах. Общее проективное покрытие дна растениями не превышает 1-3%.

На глубинах более 6 м донная растительность (макрофиты) практически отсутствует. Здесь отмечаются сообщества красной водоросли полисифонии и единичные особи взморника малого. Глубоководные участки с плотными грунтами не имеют растительного покрова.

В зоне средних глубин распределение донной растительности неравномерно. В растительных сообществах в равной мере представлены морские травы *pp. Potamogeton, Myriophyllum, Zostera* и красные водоросли *pp. Polysiphonia, Ceramium*. Участки этой зоны, примыкающие к подводным дельтам рек Волги, Урала и Эмбы характеризуются максимальным флористическим и фитоценотическим разнообразием. Здесь распространены полидоминантные сообщества, сформированные рдестами *(Potamogeton pectinatus, P.macrocarpus, P. perfoliatus, P.crispus)*, валлиснерией *(Vallisneria spiralis)*, урутью *(Myriophyllum spicatum, M.verticillatum)*, роголистником *(Ceratophyllum demersum)*, наядой морской *(Najas marina)*, руппией спиральной *(Ruppia spiralis)*, элодеей канадской *(Elodea canadensis)* и харой многоколючковой *(Chara tomentosa)*. Местами обильны ряска тройчатая *(Lemna trisulca)* и зеленые нитчатые водоросли *Cladophora glomerata, Moygeotia sp*. Общее проективное покрытие дна растениями колеблется в широком диапазоне от 10 до 100%.

На участках зоны средних глубин, расположенных в открытых районах моря (на глубинах 2,5-3,5 м), донная растительность представлена морскими травами *(Potamogeton pectinatus, P. macrocarpus, P.perfoliatus, Myriophyllum verticillatum, M. spicatum) и харовыми водорослями (Chara tomentosa, Ch. poliacantha)*. Преобладают харово-урутевые фитоценозы

(Myriophyllum verticillatum, Chara tomentosa), часто имеющие зарослевое сложение, с высотой растений 10-150 см и проективным покрытием 100%. По мере возрастания глубин харовые водоросли исчезают из фитоценозов, их замещают такие виды как *Potamogeton pectinatus, Myriophyllum spicatum, Zostera marina* и представители рода *Polysiphonia*. В восточной части акватории, на участках с глубинами 4,0-6,0 м, донная растительность характеризуется однородной структурой и минимальной ярусной расчлененностью. В составе – доминируют высшие водные растения *(Zostera marina, Potamogeton pectinatus, P. perfoliatus, Myriophyllum spicatum),* красные водоросли *(Polysiphonia sertularioides, P.elongata, Ceramium hypnoioides, Laurencia caspica)* и зеленые нитчатые водоросли *(Cladophora glomerata, Oedogonium sp., Mougeotia sp.).* В толще воды встречается плавающий роголистник *(Ceratophyllum demersum).* Общее проективное покрытие дна варьирует от 1 до 20%. В диапазоне глубин 2,0-4,0 м, растительность практически отсутствует или представлена разреженными группировками *Potamogeton pectinatus, Zostera marina, Myriophyllum spicatum, Polysiphonia sertularioides*.

Зона мелководий характеризуется весьма изменчивым составом растительного покрова. В районах северных мелководий участки погружено-водной растительности чередуются с тростниковыми зарослями, которые, иногда, в виде плавающих островов (сплавин) выдвигаются в море на значительное расстояние (20-45 км). В зоне открытых восточных мелководий в составе водной растительности доминируют морские травы, зеленые водоросли и, часто, воздушно-водные макрофиты. Пространственное размещение донного растительного покрова часто меняется, что связано со сгонно-нагонными явлениями. После подъема уровня моря здесь сформировались заросли тростника на месте бывших отмелей и ракушечных островов (шалыг).

Лицензионная территория месторождения Каламкас-море

Месторождение Каламкас-море расположено в зоне максимальных глубин Северного Каспия в районе Уральской бороздины с глубинами более 6 м. Донная растительность здесь довольно скудна. В этой части моря встречаются участки совсем без растительности. В период с 2006 по 2016 гг. на отдельных станциях были зафиксированы группировки и сообщества красных водорослей таких как *Polysiphonia violacea, P.elongata, Laurencia caspica, Ceramium elegans* и их ветошь, соседствующие с занесенными фрагментами высших водных растений.

Донный субстрат территории месторождения сложен песком с битой и целой ракушкой, желтым, серым и черным мягким липким илом, что, наряду с большими глубинами, не способствует закреплению морской растительности. Проективное покрытие растительностью дна не превышает 1-3%.

По результатам экологических наблюдений 2016-2018 гг. водная растительность была представлена остатками корней высших растений, по которым невозможно определить видовую принадлежность растений, небольшими фрагментами высших сосудистых растений, мелкими скоплениями зеленых нитчатых водорослей.

Так, весной 2018 г. были встречены единичные фрагменты (листья, побеги) рдеста гребенчатого *(Potamogeton pectinatus),* осенью 2017 г. остатки корней высших растений и единичные фрагменты урути колосковой *(Myriophyllum spicatum),* встречаемость растительных останков была низкой, не превышала 20%.

Летом 2017 г. единичные листья и побеги урути колосковой были отмечены на всех станциях, весной 2017 г. – небольшие фрагменты урути и рдеста гребенчатого в толще воды, небольшие скопления зеленых нитчатых водорослей *Chaetomorpha linum,* старник красных водорослей *Cladophora fracta*.

В 2016 г. и осенью 2018 г. и весной, летом и осенью 2019 г. во время проведения мониторинговых исследований водная растительность не встречалась.

МТК (МЛСП)

Характеристика водной растительности дана по результатам фоновых экологических исследований 2017-2018 гг.

Донный субстрат сложен сильно заиленой битой и целой ракушкой, покрытой серым и черным илом.

Летом 2018 г. при проведении фоновых исследований присутствия водной растительности не отмечено, весной были встречены единичные фрагменты листьев и стеблей взморника морского *(Zostera marina)* и рдеста гребенчатого *(Potamogeton pectinatus).*

Осенью 2017 г. присутствие морской растительности было отмечено на всех станциях в виде стеблей и листьев рдеста гребенчатого и пронзеннолистистого *(Potamogeton perfoliatus)* и урути колосковой.

Видовой состав водной растительности на обследованных акваториях существенно не различался.

Трасса трубопровода Каламкас-море-Бузачи

Характеристика водной растительности трассы дана по результатам фоновых экологических исследований 2017-2018 гг.

Трасса трубопровода из глубоководной зоны месторождения проходит через зону средних глубин на мелководье, однако значимых различий растительных сообществ с территорией месторождения не отмечается.

Так, летом 2018 г. присутствия растительности, кроме остатков корней высших растений, не встречено. Весной были отмечены фрагменты листьев взморника морского *(Zostera marina)* небольшие скопления зеленых нитчатых водорослей *Cladophora glomerata*.

Следует отметить, что участок трассы, проходящий по мелководью, наблюдениями за растительностью не был охвачен.

Редкие виды растений

Под редкими видами здесь и далее понимаются виды, включенные в Перечень редких и находящихся под угрозой исчезновения видов растений и животных, утв. постановлением Правительства РК от 31 октября 2006 года № 1034. Традиционно такой перечень называют Красной книгой.

В числе представителей редких видов в Северном Каспии встречаются: водяной орех казахстанский *(Trapa.kazachstanica),* кувшинка белая *(Nymphaea alba),* альдрованда пузырчатая *(Aldrovanda vesiculosa),* лотос орехоносный или каспийский *(Nelumbo caspica = nuciferum).*

Также редко встречаются такие эндемичные растения, как водяной папоротник - сальвиния плавающая *(Salvinia natans),* кувшинка чисто-белая *(Nymphaea candida),* кубышка желтая *(Nuphar lutea).* Большинство перечисленных видов являются реликтовыми эндемиками до ледникового периода. Водяной орех и кувшинка чисто-белая по критериям Международного союза охраны природы (МСОП-IUCN), относятся к категории исчезающих растений.

При проведении морского экологического мониторинга и фоновых исследований в акватории реализации проекта видов, занесенных в Красную книгу Казахстана, не встречено.

Выводы

Биомасса, видовой состав и структура макрофитобентосных сообществ северной части Каспийского моря формируются в соответствии с преобладающими факторами воздействия (глубиной моря, типом грунта, соленостью, температурой и прозрачностью воды).

Плотные ракушечные и глинистые грунты лишены растительности. Зеленые нитчатые водоросли *(Cladophora glomerata)* не укореняются на дне, а образуют обрастания на ракуше и других макрофитах.

Динамика растительности в целом выражается в незначительном колебании обилия доминирующей группы видов (высшие водные растения) и в непостоянстве присутствия в составе сообществ видов, встречающихся в малом обилии (зеленые нитчатые водоросли). Это обусловлено разногодичными природными колебаниями седиментационно-гидродинамического режима.

Во время фоновых исследований и мониторинговых работ на территории проектируемых работ в период 2016-2018 гг. были зарегистрированы 8 видов макрофитов, в том числе относящихся к высшим растениям – 4 вида: взморник морской *(Zostera marina)*, рдест пронзенолистый *(Potamogeton perfoliatus)*, уруть колосковая *(Myriophyllum spicatum)* и рдест гребенчатый *(Potamogeton pectinatus)* и низшим – 5 видов, представленных красными водорослями *Cladophora fracta*, зелеными водорослями *Chaethomorpha linum, Cladophora glomerata, Enteromorpha clathrata, Enteromorpha flexiuosa*.

Ухудшения жизненного состояния и отклонений в репродуктивной способности видов не отмечено, некоторое уменьшение встречаемости макрофитов по сравнению с периодом регрессии моря обусловлено естественными факторами изменения условий окружающей среды.

3.7.2. Фитопланктон

Фитопланктон является одним из основных элементов экосистемы Северного Каспия. Находясь в основании пищевой цепи, он не только служит кормом для зоопланктона, некоторых видов рыб и птиц, но и продуцирует кислород, участвующий в метаболизме всех гидробионтов, окислении минеральных веществ и органики в воде.

Сезонность притока пресных вод и биогенов, мелководность, быстрый перепад температур водной толщи Северного Каспия обуславливают резкую сезонную изменчивость планктонных ценозов относительно глубоководных районов Среднего и Южного Каспия.

Интенсивность вегетации и видового разнообразия фитопланктона зависит от многочисленных факторов – температуры воды, солености, наличия питательных веществ, различных загрязнителей, глубины моря, но наиболее благоприятные условия традиционно формировались в мелководной, богатой питательными веществами, зоне.

По отношению к солёности водоросли подразделяются на 5 экологических групп, в основном, это пресноводные, солоноватоводные и солоновато-пресноводные, при малой доле морских и галлофобов. Среди пресноводных форм более разнообразны зелёные водоросли, а синезелёные представлены пресноводными и солоновато- пресноводными видами. Значительного развития эти группы достигают в зоне смешения пресных и солёных вод. Диатомовые водоросли имеются в равной степени во всех экологических группах, но преобладает в сообществе крупная круглогодичная *Rhizosolenia calcar-avis*. Пирофитовые водоросли, в основном морские и солоноватоводные, являются основным кормом зоопланктёров.

Значительные годовые амплитуды температуры и солёности влияют на состав и распределение микроводорослей толщи воды. Многолетние изменения количественного развития фитопланктона закономерно связаны с наличием биогенов, особенно кремния и фосфора, поступающих в море в половодье.

Годовой цикл ценоза микроводорослей характеризовался двумя пиками биомассы – в середине весны и в конце лета – осенью. Обусловлено это фазами развития доминирующих диатомовых водорослей, напрямую связанных с сезонной динамикой биогенов и кремния.

Стабилизация уровня моря и увеличение содержания в воде биогенных элементов стимулировали развитие диатомового планктона. В целом, динамика фитопланктона обусловлена, главным образом, вариабельностью естественных факторов. Его пространственно-временная изменчивость типична для северо-каспийского планктонного фитоценоза. Вегетация фитопланктона длится с апреля по октябрь, в этот период фитопланктон характеризуется повышенной экологической чувствительностью.

Лицензионная территория месторождения Каламкас-море, включая участок МТК (МЛСП), трасса трубопровода Каламкас-Бузачи

Экологические исследования окружающей среды на лицензионной территории Каламкас-море проводятся с 2001 г. и реализуются путем проведения регулярных сезонных мониторинговых наблюдений за состоянием морской среды и биоты. Исследования проводились в полном соответствии с утвержденными и действующими в настоящее время методиками, по стандартной сети станций, охватывающей лицензионные территории, на которых предусматривается разработка и освоение морских нефтегазовых месторождений.

Характеристика фитопланктона на лицензионной территории месторождения Каламкас-море приводится по результатам мониторинга воздействия за 2016-2018 гг., а на территории участка размещения МТК (МЛСП) и трубопровода Каламкас - Бузачи за 2017-2018 гг.

Сообщество фитопланктона на указанных участках моря было представлено диатомовыми *(Bacillariophyta)*, сине-зелеными *(Cyanophyta)*, зелеными *(Chlorophyta)*, динофитовыми *(Dinophyta)* и эвгленовыми *(Euglenophyta)* водорослями.

Количество видов фитопланктона, зафиксированных на указанных участках за период наблюдений 2016-2018 гг., отражено на рисунке 3.7.2.1.

Рисунок 3.7.2.1. Количество видов фитопланктона, встреченных на участках за период наблюдений

2019 г. количество видов фитопланктона на акватории Каламкас-море составляло: весной – 81 вид, летом – 88 видов, осенью – 79.

Наибольшее разнообразие видов зафиксировано на лицензионной территории месторождения Каламкас-моря осенью 2018 г.

Диатомовые водоросли по видовому разнообразию в планктоне являются преобладающими практически во все сезоны наблюдений. Это наблюдается как на лицензионной территории месторождения Каламкас-моря, так и на участке ЭТК и участке трубопровода. Процентное содержание таксонов диатомовых водорослей от общего количества таксонов варьировало в годовом разрезе от 36,73% (осень 2017 г.) до 81% (весна 2018 г.).

Доминирующими видами в различные сезоны наблюдений являлись *Cyclotella choctawhatcheeana, C. Meneghiniana, Nitzschia sigma, Nitzschia acicularis, Coscinodiscus jonesianus, Discoplea comta* и *Sellaphora pupula*.

На втором месте по разнообразию видов во все сезоны наблюдений были сине-зеленые водоросли, среди которых наиболее часто встречались такие виды как *Lyngbya contorta, Phormidium angustissimum, Spirulina laxissima, Aphanothece clathrata*.

Зеленые, динофитовые и эвгленовые представлены во все сезоны небольшим количеством таксонов с низкой встречаемостью.

Основу численности фитопланктона на лицензионной территории месторождения Каламкас-море (табл. 3.7.2.1 и рис. 3.7.2.2), так и на участке ЭТК (рис. 3.7.2.3) и участке трубопровода (рис. 3.7.2.4) во все сезоны наблюдений составило сообщество сине-зеленых водорослей. Численность диатомовых и зеленых на порядок меньше, чем сине-зеленых. Численность динофитовых и эвгленовых клеток существенно меньше, чем диатомовых.

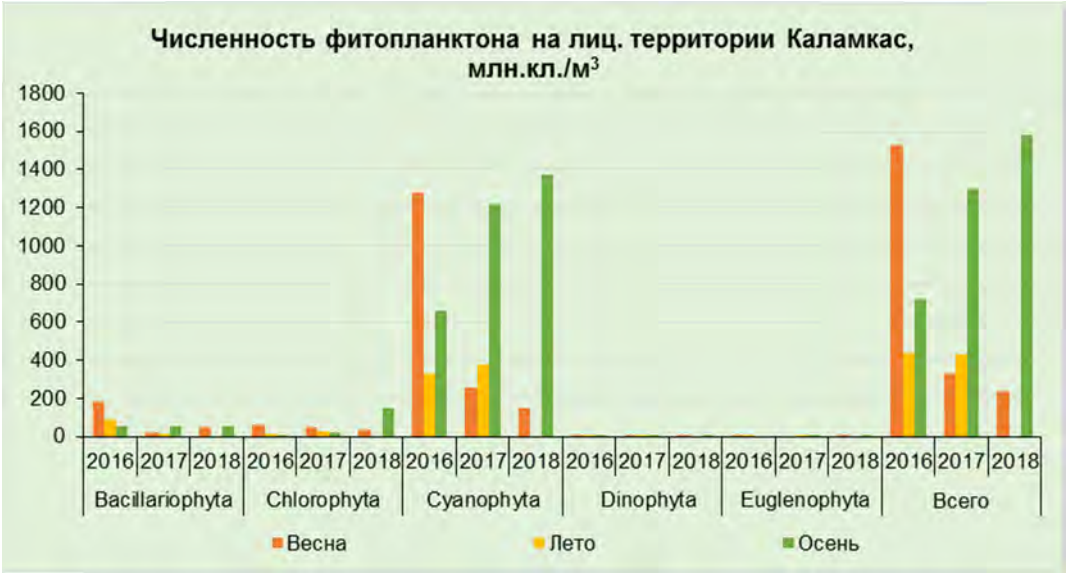


Рисунок 3.7.2.2. Распределение численности фитопланктона по сезонам наблюдений на лицензионной территории Каламкас-море

Рисунок 3.7.2.3. Распределение численности фитопланктона по сезонам наблюдений на участке МТК (МЛСП)

Рисунок 3.7.2.4. Распределение численности фитопланктона по сезонам наблюдений на участке трубопровода Каламкас – Бузачи

Распределение биомассы фитопланктона на лицензионной территории месторождения Каламкас-море, на участке МТК (МЛСП) и участке трубопровода по сезонам наблюдений представлено в табл. 3.7.2.2 и на рис. 3.7.2.5 – 3.7.2.7 соответственно.

Рисунок 3.7.2.5. Распределение биомассы фитопланктона по сезонам наблюдений на лицензионной территории Каламкас-море

Рисунок 3.7.2.6. Распределение биомассы фитопланктона по сезонам наблюдений на участке МТК (МЛСП)

Рисунок 3.7.2.7. Распределение биомассы фитопланктона по сезонам наблюдений на участке трубопровода Каламкас-Бузачи

Максимальный вклад в формировании биомассы на всех участках вносили диатомовые водоросли, на втором месте по биомассе были сине-зеленые водоросли, вклад динофитовых и зеленых был существенно меньше, а эвгленовых – на порядок меньше, чем динофитовых и зеленых.

Таблица 3.7.2.1 Распределение численности основных групп фитопланктона (млн.кл/м^3) в период экологического мониторинга 2016-2018 гг.

Сезон	Диатомовые *Bacillariophyta*			Зеленые *Chlorophyta*			Сине-зеленые *Cyanophyta*			Динофитовые *Dinophyta*			Эвгленовые *Euglenophyta*			Всего		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Лицензионная территория Каламкас-море																		
Весна	185,4	20,8	47,2	63	49,3	32,2	1277,6	259,3	151,7	0,9	1,1	0,9	1,3	0	4	1528,2	330,5	236
Лето	88,7	14,1		16,9	30		328,9	380,4		3	6,9		2,6	1,1		440,1	432,5	
Осень	56,1	55	54,2	5,4	20,6	151,5	659,4	1219,3	1372,1	2,6	4,6	4,3	0	0,7	0,2	723,5	1300,2	1582,3
МТК (МЛСП)																		
Весна			46,2			9,6			333,8			0,4			0,4			390,4
Лето			28,3			124,2			647,5			0			0,4			800,4
Осень		52,9			1,7			1270			5,8			0,4			1330,8	
Трубопровод Каламкас- Бузачи																		
Весна			40,8			30,5			255,6			0,7			0,3			327,9
Лето			16,3			63,1			544,6			0,1			0,3			624,3
Осень		31,8			35			1347,8			1,5			0,4			1416,5	

Таблица 3.7.2.2 Распределение биомассы основных групп фитопланктона (мг/м^3) в период экологического мониторинга 2016-2018 гг.

Сезон	Диатомовые *Bacillariophyta*			Зеленые *Chlorophyta*			Сине-зеленые *Cyanophyta*			Динофитовые *Dinophyta*			Эвгленовые *Euglenophyta*			Всего		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Лицензионная территория Каламкас-море																		
Весна	248,2	221,1	812,8	13,9	15,2	8,4	16,8	11,6	4	11,5	28,1	4,8	7,1	0	4	297,5	276	834
Лето	582,86	243,49		3,22	5,77		15,51	14,37		69,4	67,46		11,26	4,61		682,25	335,7	0
Осень	411,52	325,05	510,5	1,58	4,5	72	76,04	79,33	76,1	14,95	41,27	51,5	0	2,57	3,9	504,09	452,72	714
МТК (МЛСП)																		
Весна			598,28			2,84			3,2			2,08			1,17			607,58
Лето			548,4			26,63			33,23			0			1,17			609,43
Осень		227,6			0,56			24,37			37,66			1,17			291,35	
Трубопровод Каламкас- Бузачи																		
Весна			473,15			7,86			4,65			18,89			0,78			505,33
Лето			194,86			15,76			10,31			0,69			0,78			222,4
Осень		118,6			6,69			93,64			19,21			2,29			240,43	

Основные показатели состояния фитопланктонного сообщества на лицензионной территории Каламкас море, а также участках МТК (МЛСП) и трассы трубопровода Каламкас-Бузачи за период исследований сведены в табл. 3.7.2.3.

Таблица 3.7.2.3 Основные показатели состояния фитопланктонного сообщества на обследованной территории в период 2016-2019 гг.

Год	Сезон	Количество видов	Численность, млн.кл./м^3	Биомасса, мг/м^3	Индексы			
					Видового богатства (Margalef)	Разнообразия (Shannon-Wiener)	Выровненности (Pielou)	Доминирования (Simpson)
Лицензионная территория Каламкас-море								
2019	Осень	79	2003,1	1250,4	4,94	3,90	0,74	0,91
	Лето	88	1663,5	809	5,10	3,80	0,72	0,89
	Весна	81	1347,4	591	4,46	3,69	0,74	0,89
2018	Осень	91	1582,3	714	4,56	2,53	0,72	0,89
	Весна	58	236	834	3,2	2,7	0,6	0,7
2017	Осень	49	1300,2	452,72	2,32	3,12	0,76	0,84
	Лето	54	432,4	335,7	2,01	2,65	0,72	0,8
	Весна	43	330,4	276,1	1,73	2,27	0,67	0,72
2016	Осень	47	723,5	504,1	2,25	2,83	0,73	0,82
	Лето	52	440	682,25	2,4	2,83	0,72	0,8
	Весна	46	1568,2	297,5	2	2,97	0,76	0,84
Участок МТК (МЛСП)								
2018	Лето	32	800,4	609,43	1,89	2,56	0,67	0,8
	Весна	39	390,4	607,58	2,7	2,15	0,52	0,64
2017	Осень	39	1330,8	291,35	2,55	3,05	0,72	0,85
Участок трубопровода Каламкас- Бузачи								
2018	Лето	36	624,3	222,4	1,88	3,23	0,85	0,88
	Весна	72	327,9	505,33	2,7	2,47	0,62	0,72
2017	Осень	66	1416,5	240,33	2,4	3,2	0,77	0,86

Выводы

Состояние фитопланктона лицензионной территории Каламкас-море в период 2016-2018 гг. характеризировалось постоянным присутствием 43-58 видов фитопланктона, обычного для Северо-Восточного Каспия. Наибольшее количество видов было отмечено осенью 2018 г. – 91.

Структура фитоценоза была типична для последних лет – весной в видовом отношении преобладали диатомовые, субдоминировали сине-зеленые, основу численности составляли сине-зеленые, а биомассы – диатомовые, роль зеленых и динофитовых в формировании этих показателей была не значительной. Колебания средней численности фитопланктона составили от 269,8 до 1568,2 млн.кл/м^3 (минимум весной 2018 г., максимум весной 2016 г.), биомассы – от 276,1 мг/м^3 до 810,62 мг/м^3. Максимальная биомасса была отмечена весной 2018 г., минимальная – весной 2017 г.

На акватории МТК (МЛСП), хотя она формально входит в лицензионную территорию, осенью 2017 г. – весной и летом 2018 г. ситуация несколько отличалась. Так, здесь отмечено присутствие несколько меньшего числа видов – 32-39, более низкая средняя общая биомасса при сопоставимых или более высокими количественными показателями, что свидетельствует о более высокой роли сине-зеленых водорослей.

Различия показателей состояния фитопланктонного сообщества (количества видов, численности, продуцируемой биомассы, смена доминантов) обусловлены как сезонной изменчивостью, так и различиями в температуре, солености, погодных условиях и количестве биогенных элементов на локальных участках акватории.

Максимальное видовое разнообразие – 72 таксона отмечено на трассе трубопровода Каламкас –Бузачи весной 2018 г. и 66 таксонов осенью 2017 г. Вероятно, это связано с тем, что часть трассы проходит по прибрежному мелководью, однако показатели численности и биомассы были сопоставимы с акваториями месторождения Каламкас-море.

Значения индексов биоразнообразия – видового богатства Маргалефа 1,73-4,56 и видового разнообразия Шеннона-Уивера 2,15-3,23 отражают умеренное и высокое флористическое разнообразие сообщества фитопланктона акватории предполагаемой реализации проекта. Структура ценоза оценивается как нормальная, соответствующая показателям последних лет.

В целом, состояние фитопланктона на акваториях планируемой деятельности не выходит за пределы среднемноголетних сезонных флуктуаций в Северном Каспии, его пространственно-временная изменчивость типична для северо-каспийского планктонного фитоценоза.

3.7.3. Зоопланктон

Зоопланктон Северного Каспия

Первичное органическое вещество, создаваемое фитопланктоном, потребляется зоопланктерами, которые являются следующим звеном трофической цепи. Зоопланктон Северо-Восточного Каспия, наряду с фитопланктоном, подвержен сезонным и межгодовым вариациям как в видовом, так и в количественном отношении.

Видовой состав зоопланктона Каспийского моря насчитывает 315 видов и подвидов, из которых 135 видов приходится на инфузории (Плотников, Аладин, 2010). Характерными видами являются веслоногие рачки *Calanipeda, Acartia,* несколько видов ветвистоусых рачков, различные коловратки. По мере продвижения от северной границы к югу наблюдается смена комплексов организмов от солоноватоводных к эвригалинным и морским.

В составе зоопланктона Северного Каспия присутствуют пресноводные, солоноватоводные и морские виды, адаптированные к условиям различной солености. Распределение этих групп зависит от уровня моря и, связанного с ним, режима солености (Каспийское море. Гидрохимические…,1996).

В ходе исследований, проведенных Компанией в последние десятилетия, в составе зоопланктона Северного-Восточного Каспия обнаружено 119 групп организмов, в том числе: коловраток – 49, ветвистоусых – 23, веслоногих – 38, факультативных планктеров – 9 (Экологические мониторинговые исследования, 2018). В число факультативных планктеров входили инфузории, фораминиферы, гидры, нематоды, остракоды, личинки донных животных – двустворчатых моллюсков, усоногих, высших ракообразных и полихет.

Чаще всего встречались такие компоненты планктонного сообщества как *Brachionus quadridentatus, веслоногие рачки Halicyclops sarsi, Acartia tonsa, Calanipeda aquaedulcis, личинки усоногих ракообрахных Cirripedia и двустворчатых моллюсков Bivalvia.* В отдельные сезоны относительно широкое распространение имели коловратки *Synchaeta stylata, Brachionus plicatilis, Asplanchna priodonta, Keratella tropica, Filinia longiseta.* Среди морских видов встречаются холодолюбивая *Synchaeta cecilia* и эндемичная, редкая *Trichocerta caspica caspica.*

Состав кладоцер формировали, в основном, пресноводные рачки семейства *Chydoridae*. Летом, периодически интенсивно развивались представители *Moina*. С мая по сентябрь в составе ветвистоусых обнаруживались эвригалинные морские виды *Podonevadne,* в том

числе типичный для весеннего периода *Podonevadne polyphemoides*. Ранней осенью доминировали босмины.

Веслоногие рачки присутствуют в составе планктона восточной части Северного Каспия круглогодично. Среди них эвригалинные средиземноморские вселенцы *Calanipeda aquaedulcis* и *Acartia tonsa*, эндемик *Halicyclops sarsi.* Весной в Северный Каспий из Среднего постоянно заносятся типично морские копеподы, в том числе *Limnocalanus grimaldii* и эндемик *Eurytwmora minor.*

Видовой состав, структура и количественные показатели зоопланктона в значительной степени зависят от сезонных изменений. Обычно в составе весеннего зоопланктона преобладают копеподы, в годы с высокими температурами воды высока численность личинок моллюсков. Биомасса весеннего планктона значительно изменяется год от года. В период наблюдений ее максимальные оценки примерно вдвое превышали минимальные. В основе этих изменений лежат обычные для северного Каспия изменения температурного, уровенного режима моря, величин биогенного стока, интенсивности воздействия хищников. Зоопланктон прибрежной зоны (на участках с глубинами менее 1 м) является обедненным, видимо из-за неустойчивого уровня и повышенной солёности воды (7,4‰). В зоне тростников с глубинами до 3,0 м и солёностью 5-5,4‰ обилие зоопланктона резко возрастает, а его состав усложняется.

Для летнего зоопланктона Северо-восточного Каспия характерны простая структура и высокие показатели развития, которые в 4-5 раз превышают весенние. К концу лета вновь увеличивается численность веслоногих, которые становятся доминирующей группой, формируя более половины (от 68 до 85%) биомассы зоопланктона. Возрастает обилие коловраток и ветвистоусых. Районами наибольшего развития зоопланктона в этот период являются заросшие макрофитами восточные мелководья. По биомассе здесь преобладают копеподы (53,8%) и ветвистоусые (24%).

Наиболее высокая биомасса и численность осеннего зоопланктона регистрировалась в районах пелагиали в сентябре, где господствующей группой на протяжении осеннего и зимнего сезонов становились веслоногие рачки. В октябре, когда температура воды еще достаточно высока, обилие зоопланктона возрастает на большей части акватории Северо-Восточного Каспия. Плотность и биомасса зоопланктона в пелагиали, на участках с глубинами 4-5 м достигает 34 тыс. экз./м^3 и 307 мг/м^3, соответственно. Увеличение биомассы зоопланктона происходит вплоть до ноября. При охлаждении водной толщи до 4^{o}C, в планктоне повышается доля веслоногих (до 90%), создающих достаточно высокую плотность за счет личиночных и яйценосных особей калянипеды. Численность коловраток синхет, личинок усоногих и моллюсков к этому времени снижается. Падает общее разнообразие зоопланктона (значение индекса Шеннона-Уивера снижается до 0,83). Одновременно, наличие высокой доли половозрелых рачков способствует формированию самой значительной в течение года биомассы пелагического зоопланктона.

Такие сезонные изменения, обусловленные естественной динамикой условий среды, являются типичными для зоопланктона восточной части Северного Каспия. Межгодовая динамика связана с насыщенностью вод биогенами и с уровенным режимом Каспия. Понижение продуктивности зоопланктона происходит в годы с низким уровнем воды, одновременно в его составе возрастает доля типично морских видов. При подъёме уровня моря и его распреснении продуктивность планктона возрастает, увеличивается доля пресноводных и солоноватоводных видов. В этот период получают развитие мелкие ветвистоусые, коловратки, личинки моллюсков, а численность веслоногих снижается.

Лицензионная территория месторождения Каламкас-море, включая участок МТК (МЛСП), трасса трубопровода Каламкас-Бузачи

Характеристика зоопланктона приводится по результатам производственного экологического контроля и морского мониторинга воздействия на контрактной территории за 2016-2018 гг., а также на участках МТК (МЛСП) и трубопровода Каламкас-Бузачи, за период осень 2017 - весна, лето 2018 выполненных ТОО «Казэкопроект».

В период проведения экологических исследований в период 2016-2018 гг. сообщество зоопланктона на обследованных участках было представлено тремя основными систематическими группами: коловратки *(Rotatoria)*, ветвистоусые рачки *(Cladocera)*, веслоногие рачки *(Copepoda)* и одной обобщенной Прочие *(Others)* или факультативных планктеров.

Количество видов зоопланктона, встреченных на обследованных участках в период 2016-2018 гг. (рисунок 3.7.3.1), меняется от 6 видов, отмеченных на участке МТК (МЛСП) весной 2018 г. до 28 видов, зафиксированных летом 2018 г. на участке трубопровода Каламкас-Бузачи.

Рисунок 3.7.3.1. Количество видов зоопланктона, встреченных на участках в 2016-2018 гг.

В 2019 г. видовой состав зоопланктона был представлен: весной 17 таксонами, летом 18 таксонами, осенью – 15.

Численность зоопланктеров на лицензионной территории Каламкас-море варьировала в течение 2016-2018 гг. в широких пределах (табл. 3.7.3.1). При этом средние показатели в различные сезоны изменялись от 2782 экз/м^3, отмеченных весной 2018 г., до 36122 экз/м^3 – летом 2017 г. В 2017 г. летом доминировали коловратки, субдоминировали веслоногие. В другие сезоны периода исследований (весна, осень) наибольший вклад в численность давали веслоногие рачки (рисунок 3.7.3.2).

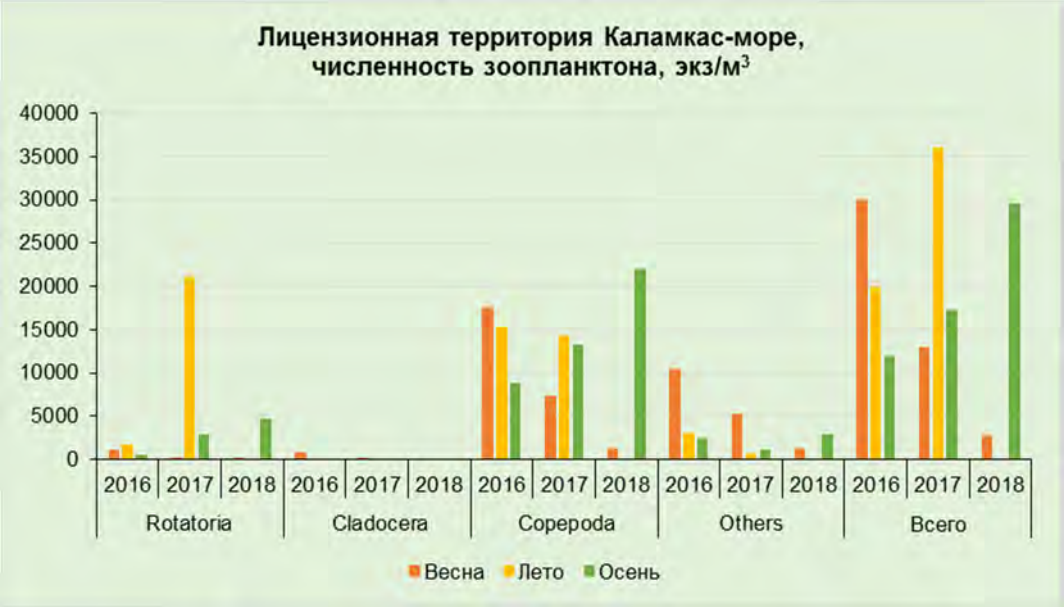


Рисунок 3.7.3.2. Численность основных групп зоопланктона, встреченных на лицензионной территории Каламкас-море в 2016-2018 гг.

Аналогичная картина отмечена и на участках МТК (МЛСП) (рисунок 3.7.3.3) и трубопровода Каламкас-Бузачи (рисунок 3.7.3.4): наиболее высокие показатели по численности зафиксированы для коловраток летом 2018 г. На участке трубопровода численность данного вида планктеров достигала 26031 экз./м^3, субдоминировали веслоногие с численностью 21965 экз./м^3.

Доминирующим видом среди коловраток являлись *Brachionus quadridentatus* и *B. plicatilis* с частотой встречаемости 100% от общего числа видов. В качестве субдоминантов выступали *Keratella tropica* с частотой встречаемости 73% и *Filinia longiseta* с частотой встречаемости 64%.

Среди представителей семейства веслоногих рачков доминировали *Calanipeda aque dulcis* с частотой встречаемости 91%. В качестве субдоминатного вида была отмечена *Acarcia tonsa* с частотой встречаемости 36%.

Рисунок 3.7.3.3. Численность основных групп зоопланктона, встреченных на участке МТК (МЛСП) в 2017-2018 гг.

Рисунок 3.7.3.4. Численность основных групп зоопланктона, встреченных на участке трубопровода Каламкас-Бузачи в 2017-2018 гг.

Биомасса зоопланктона достигала максимальных показателей осенью 2017 г. (в среднем до 3696,0 мг/м^3) (рисунок 3.7.3.5). Ведущая роль принадлежала факультативным планктерам, а именно медузе *Blackfordia virginica*. Субдоминировали веслоногие. Доминантный комплекс включал веслоногих *Acartia tonsa, Calanipeda aquae-dulcis.*

Рисунок 3.7.3.5. Биомасса основных групп зоопланктона, встреченных на лицензионной территории Каламкас-море в 2016-2018 гг.

На участках МТК (МЛСП) и трубопровода Каламкас- Бузачи медузы не были встречены, поэтому ведущая роль в формировании биомассы зоопланктона здесь принадлежала веслоногим рачкам, наибольшая масса которых отмечена летом 2018 г. Субдоминировала коловратки.

Рисунок 3.7.3.6. Биомасса основных групп зоопланктона, встреченных на участке МТК (МЛСП) в 2017-2018 гг.

Рисунок 3.7.3.7. Биомасса основных групп зоопланктона, встреченных на участке трубопровода Каламкас-Бузачи в 2017-2018 гг.

Таблица 3.7.3.1 Численность таксонов зоопланктона, встреченных на обследованных участках за период 2016-2018 гг.

Сезон	Коловратки			Ветвистоусые рачки			Веслоногие рачки			Другие			Всего		
	Rotatoria			*Cladocera*			*Copepoda*			*Others*					
	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Лицензионная территория Каламкас-море															
Весна	1140	164	172	867	233	1	17549	7315	1309	10503	5298	1300	30058	13010	2782
Лето	1657	21150		6	3		15313	14347		2993	622		19969	36122	0
Осень	570	2845	4700	58	130	0	8885	13265	21993	2410	1081	2839	11923	17321	29532
Участок МТК (МЛСП)															
Весна			245			0			251			46			541
Лето			19867			181			10456			590			37954
Осень		791			7			4707			9			5514	
Участок трубопровода Каламкас- Бузачи															
Весна			995			0			781			320			2096
Лето			26031			682			21965			1849			50527
Осень		2985			18			11066			1129			15198	

Таблица 3.7.3.2 Распределение биомассы основных групп зоопланктона (мг/м^3) в период экологического мониторинга 2016-2018 гг.

Сезон	Коловратки			Ветвистоусые рачки			Веслоногие рачки			Другие			Всего		
	Rotatoria			*Cladocera*			*Copepoda*			*Others*					
	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Лицензионная территория Каламкас-море															
Весна	0,12	0,07	0,13	0,04	10,35	0,03	4,55	50,64	4,08	3,75	15,97	3,32	2,785	77,03	7,56
Лето	0,93	20,76		0,52	0,07		51,46	65,04		107,6	1356,8		160,51	1442,7	0
Осень	2,24	3,24	2,54	3,2	4,77	0	205,72	38,4	90,29	1171,9	3649,6	2263,1	1383	3696	2355,9
Участок МТК (МЛСП)															
Весна			0,25			0			0,46			0,85			1,55
Лето			75			9,4			210			2,1			296,4
Осень		0,28			0,34			6,93			0,07			7,63	
Участок трубопровода Каламкас- Бузачи															
Весна			0,9			0			2,14			0,81			3,84
Лето			88,3			64,3			262,3			28,1			443
Осень		2,21			1,19			35,27			157,36			196,02	

Основные показатели, характеризирующие состояние зоопланктонного сообщества, по результатам морского мониторинга воздействия 2016-2019 гг. и фоновых экологических исследований осенью 2017 г. – летом 2018 г. на акватории планируемой реализации проекта, сведены в таблицу 3.7.3.3.

Таблица 3.7.3.3 Основные показатели состояния сообщества зоопланктона в 2016-2019 гг.

Год	Сезон	Количество видов	Численность, экз/м^3	Биомасса, мг/м^3	Индексы			
					Видового богатства (Margalef)	Разнообразия (Shannon-Wiener)	Выровненности (Pielou)	Доминирования (Simpson)
Лицензионная территория месторождения Каламкас-море								
2019	Осень	15	125318	651,37	0,74	1,14	0,35	0,47
	Лето	18	48523,3	14645,5	0,80	1,34	0,42	0,47
	Весна	17	24272	91,54	0,85	0,98	0,44	0,49
2018	Осень	17	29532	2355,9	0,83	1,68	0,54	0,56
	Весна	13	2782	7,56	0,43	1,1	0,56	0,41
2017	Осень	19	17321	3696	0,96	1,8	0,5	0,6
	Лето	16	36122	1442,68	0,92	1,57	0,46	0,58
	Весна	15	13010	77,03	0,62	1,8	0,66	0,65
2016	Осень	24	11923	1383,01	0,97	1,94	0,58	0,67
	Лето	16	19969	160,51	0,74	1,19	0,39	0,4
	Весна	21	30058	112,7	0,84	2,2	0,68	0,74
МТК (МЛСП)								
2018	Лето	14	37954	296,4	0,98	2,16	0,63	0,72
	Весна	6	541	1,55	0,56	1,21	0,57	0,45
2017	Осень	17	5514	7,63	0,64	0,99	0,37	0,35
Трубопровод Каламкас-Бузачи								
2018	Лето	28	50527	443	1,19	2,11	0,56	0,7
	Весна	12	2096	3,84	0,57	1,51	0,69	0,56
2017	Осень	22	15198	196,02	0,99	1,62	0,48	0,54

Выводы

На протяжении всего периода исследований отмечалось присутствие 12-24 видов зоопланктеров, исключения составили результаты весны 2018 г. в акватории МТК (МЛСП), где было встречено минимальное обилие видов – 6, и лета 2018 г. на трассе трубопровода Каламкас-Бузачи, где наблюдалось максимальное видовое разнообразие – 28 таксонов.

Структура зоопланктонного сообщества была близкой к типичной для современного Северо-Восточного Каспия. Так, весной на всех наблюдаемых участках по обилию видов преобладали веслоногие, они же доминировали и по численности, лишь весной 2018 г. на участке Каламкас-море уступая группе факультативных за счет большого количества личинок двустворчатых моллюсков, усоногих ракообразных и полихеты. Основу биомассы зоопланктона весной составляли копеподы.

Летом состав видов расширился за счет теплолюбивых видов коловраток, наряду с веслоногими формирующими основу численности. На открытой акватории лицензионной территории Каламкас-море основную роль в формировании общей биомассы за счет крупных медуз играет группа факультативных планктеров, на акватории МТК (МЛСП) и трассы трубопровода по численности доминируют коловратки, однако по биомассе преобладают веслоногие.

Осенью численность коловраток на всех участках снижается, на долю веслоногих приходится 75-85% общей численности. На акватории веслоногие слагают более 90%

биомассы, однако на других участках по биомассе за счет крупных хищных медуз лидируют факультативные (80-98% общей биомассы).

Биомасса зоопланктона увеличивается от весны к осени, одновременно с увеличением доли половозрелых особей и ослаблением пресса хищников. Этому способствует накопление в воде азотсодержащих соединений, положительно влияющих на рост биомассы.

В целом, различия показателей состояния сообщества зоопланктона (количества видов, численности, продуцируемой биомассы, смена доминантов) обусловлены как сезонной изменчивостью, так и различиями в температуре, солености, погодных условиях и количестве биогенных элементов на локальных участках акватории.

На всех участках минимальная биомасса фиксировалась весной, возрастая на 1-2 порядка к осени, максимальная биомасса отмечалась осенью 2017 г. – 36696 мг/м^3.

Значения индексов биоразнообразия – видового богатства Маргалефа и видового разнообразия Шеннона-Уивера отражают умеренное разнообразие сообщества зоопланктона акватории предполагаемой реализации проекта. Структура ценоза оценивается как нормальная, соответствующая показателям последних лет.

В целом, состояние зоопланктона на акваториях планируемой деятельности не выходит за пределы среднемноголетних сезонных и межгодовых вариаций в Северном Каспии, его пространственно-временная изменчивость типична для северо-каспийского планктонного сообщества.

3.7.4. Макрозообентос

Макрозообентос Северного Каспия

Наряду с фитопланктоном и зоопланктоном, бентос является важным элементом природной среды, в той или иной мере зависящим от сезонных или долговременных вариаций ее состояния. Бентос северо-восточного Каспия является продуктивной и важной кормовой базой для популяций рыб региона.

В целом, бентос Северного Каспия не отличается большим разнообразием видов. Он формировался в условиях длительной изоляции и самостоятельной эволюции. В формировании донной фауны Каспия принимали участие виды азово-черноморского, средиземноморского, пресноводного и арктического комплексов, но основная часть, около 46% видов – эндемики Каспия, а 66% известны только в Каспии и Азово-Черноморском бассейне.

По результатам фоновых исследований и мониторинга окружающей среды, проводимых Компанией в 2006 -2016 гг., в макробентосе Северо-Восточного Каспия отмечено 175 таксонов из групп *Vermes* (Черви) – 17, *Mollusca* (Моллюски) – 25, *Crustacea* (Ракообразные) – 100, *Insecta* (Насекомые) – 23, прочие – 10 (Экологические мониторинговые исследования, 2018).

Главными факторами, определяющими распределение бентоса в Северо-восточном Каспии, являются, соленость, содержание кислорода в поверхностном слое воды, характерные черты донных отложений, глубина воды и интенсивность потребления рыбой. Из перечисленных факторов соленость и тип грунта является наиболее важным фактором, влияющим на видовой состав и численность донных организмов.

Согласно проведенным исследованиям, в Северо-Восточном Каспии условно выделяются 3 биотопа: глубоководная зона (глубины свыше 2-6 м), тростниковая зона (1-2 м) и сгонно-нагонная (0-1 м) зона (Тимирханов, Стогова и др. 2005).

В макробентосе глубоководной зоны доминируют олигохеты, полихеты *Manayunkia caspica, Hediste diversicolor, Hypaniola kowalewskii*, моллюски *Didacna, Hypanis, Abra*. Для тростниковой зоны отмечено высокое обилие *Hypaniola kowalewskii*, *Dreissena, Hypanis, Gammaridae, Corophiidae,* личинок насекомых (в основном хирономид). В сгонно-нагонной зоне преобладают *Hediste diversicolor, Gammaridae, Corophiidae* и личинки хирономид.

Дисперсия количественных показателей состояния бентосного сообщества (численность и общая биомасса) на локальных участках акватории может достигать высоких значений, однако данные многолетних наблюдений показали, что видовой состав донной фауны относительно стабилен, а сезонная и многолетняя динамика количественных показателей зообентоса обусловлена, в основном естественными факторами, в основном, составом донного субстрата.

Фоновые наблюдения, проведенные в период 2006-2016 гг., выявили практически постоянное доминирование двух групп макрозообентоса. Как правило, по численности доминировали черви, по массе – моллюски. Наблюдаемая динамика основных групп донных животных является характерной для Северо-Восточного Каспия.

Фоновые наблюдения выявили практически постоянное доминирование двух групп макрозообентоса. Как правило, по численности доминировали черви, по массе – моллюски. Наблюдаемая динамика основных групп донных животных является характерной для Северо-Восточного Каспия.

Общей закономерностью является рост численности макрозообентоса с увеличением глубин. Увеличение в донных осадках содержания мелких фракций ведет к возрастанию численности донных животных и, одновременно, к снижению их средних размеров.

Сезонные изменения в биомассе бентоса обусловливаются особенностями воспроизводства и ростом бентических беспозвоночных, их уничтожением вследствие потребления рыбой, а также неблагоприятными факторами окружающей среды. Биомасса бентоса в Северном Каспии, в целом, возрастает от апреля к июню, благодаря появлению нового поколения бентосных организмов, которые начинают размножаться в мае. Этот период (май-июнь) является наиболее чувствительным в годовом цикле бентоса. В июне - августе биомасса донных беспозвоночных - особенно кормовых - значительно уменьшаются с ростом их потребления рыбой. В некоторых районах Северного Каспия «кормовая» часть бентоса может сократиться на 95%.

Биомасса имеет тенденцию увеличения от весны к осени, за счет нарастания индивидуальной массы животных (прежде всего моллюсков, которые формируют значительную долю суммарной биомассы сообщества).

В целом, пространственно-временная изменчивость численности и биомассы донной фауны типична для Северо-Восточного Каспия и обусловлена множеством природных факторов гидроклиматического характера.

Лицензионная территория месторождения Каламкас-море, включая участок МТК (МЛСП), трасса трубопровода Каламкас- Бузачи

Характеристика макрозообентоса приводится по результатам производственного экологического контроля и морского мониторинга воздействия на контрактной территории за 2016-2018 гг., а на территории участка размещения МТК (МЛСП) и трубопровода Каламкас - Бузачи за 2017-2018 гг., выполненных ТОО «Казэкопроект».

В период проведения экологических исследований в период 2016-2018 гг. сообщество макрозообентоса на обследованных участках было представлено тремя основными систематическими группами: черви *(Vermes),* моллюски *(Mollusca),* ракообразные *(Crustacea)* и спорадически – группами *Insecta* (насекомые) и *Others* (другие).

Количество видов донных животных, встреченных на участках планируемых работ в период 2016-2018 гг. (рисунок 3.7.4.1), меняется от 17 видов, отмеченных на лицензионной территории Каламкас весной и летом 2016 г. до 37 видов, зафиксированных осенью 2017 г. на участке трубопровода Каламкас–Бузачи.

Рисунок 3.7.4.1. Количество видов макрозообентоса, встреченных на участках в 2016-2018 гг.

2019 г. количество таксонов макрозообентоса на акватории Каламкас-море составляло: весной – 28 видов, летом – 22 вида, осенью 17.

В акватории лицензионной территории *Каламкас-море* численность макрозообентоса в течение 2016-2018 гг. варьировала от 3001 экз/м^2 весной 2016 г. до 10176 экз/м^2 летом того же года (табл. 3.7.4.1). Основу численности бентофауны во всех сезонах составляли черви, субдоминантами в большинстве случаев выступали ракообразные, роль других групп была в целом незначительна, за исключением лета и осени 2016 г., когда по численности субдоминировали моллюски.

Таблица 3.7.4.1 Численность макрозообентоса по группам за период 2016-2018 гг., экз/м^2. Лицензионная территория месторождения Каламкас

Сезон	Черви			Моллюски			Ракообразные			Личинки насекомых			Другие			Всего		
	Vermes			*Mollusca*			*Crustacea*			*Insecta*			Others					
	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Весна	2244	7459	3255	149	135	2	608	916	55	0	0	0	0	19	0	3001	8528	3312
Лето	7982	6481		1809	652		347	1736		0	1		38	13		10176	8883	0
Осень	7456	3376	4579	100	23	11	95	61	54	0	0	0	0	10	94	7651	3470	4738

Таблица 3.7.4.2 Биомасса макрозообентоса по группам за период 2016-2018 гг., мг/м^2. Лицензионная территория месторождения Каламкас

Сезон	Черви			Моллюски			Ракообразные			Личинки насекомых			Другие			Всего		
	Vermes			*Mollusca*			*Crustacea*			*Insecta*			Others					
	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Весна	3408,7	8926	7387	7833,4	990	217	945,9	1161	553	0,95	0	0	0	11	0	12188,9	11087	8157
Лето	8777,3	20615		8215,5	9850		1512,6	5218		0	5		14,42	3		18519,9	35691	0
Осень	6228,4	6432	13361	8899,9	1522,9	59	2100,1	1179,5	433	0	0	0	0	2,6	10	17228,4	9136,9	13863

Численность бентофауны по группам за период наблюдений представлена на рис. 3.7.4.2.

Рисунок 3.7.4.2. Численность макрозообентоса на лицензионной территории Каламкас-море за период исследований по группам

Группа червей была представлена 4-7 таксонами, моллюсков – 2-4 таксонами, максимальное количество видов отмечалось среди ракообразных – 7-12 таксонов.

В группе червей по встречаемости доминировали *Hediste diversicolor* и *Oligochaeta gen.sp.* с частотой встречаемости 100,0%, среди моллюсков повсеместно встречались *Abra ovata*, субдоминировали в основном *Cerastoderma lamarcki*, наиболее часто в группе ракообразных встречались *Stenocuma graciloides*, *Pterocuma pectinata*, *Rhithropanopeus harrisii* и *Stenocuma gracilis.*

В акватории ЭТК группа червей была представлена 4-5 видами, моллюсков – 4-6 видами, ракообразных – 10-14 видами. Структура сообщества была близка к таковой на лицензионной территории Каламкас-море – в группе червей доминировали *Hediste diversicolor* и *Oligochaeta gen.sp.*, *моллюсков* - *Abra ovata* и *Cerastoderma lamarcki*, среди ракообразных - *Stenocuma graciloides*, *Pterocuma pectinata* и *Stenocuma gracilis.*

В акватории общая численность макрозообентоса варьировала от 2003 до 20181 экз/м^2, максимальная численность отмечалась весной 2018 г., минимальная – осенью 2017 г.

Численность макрозообентоса по группам в донных осадках акватории МТК (МЛСП) приведена в табл. 3.7.4.3 и на рис. 3.7.4.3.

Таблица 3.7.4.3 Численность макрозообентоса по группам, экз/м^2. МТК (МЛСП)

Сезон	Черви		Моллюски		Ракообразные		Личинки насекомых		Другие		Всего	
	Vermes		*Mollusca*		*Crustacea*		*Insecta*		*Others*			
	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018
Весна		19787		170		224		0		0		20181
Лето		4653		978		17		0		58		5705
Осень	1962		10		31		0		0		2003	

Рисунок 3.7.4.3. Численность макрозообентоса на акватории МТК (МЛСП) за период исследований по группам

В формировании общей численности основная роль принадлежала группе червей – 81,5-98,05% от общей численности. Максимальная численность донного сообщества фиксировалась весной 2018 г., минимальная – осенью 2017 г.

На *трассе трубопровода* группа червей была представлена 5-8 таксонами, моллюсков – 4-7 таксонами, максимальное количество видов отмечалось среди ракообразных – 13-21 таксон.

По встречаемости в группе ракообразных доминировали *Stenocuma graciloides* и *Pterocuma pectinata*, в группе червей *Hediste diversicolor* и *Oligochaeta gen.sp.*, среди моллюсков – *Abra ovata* и *Cerastoderma lamarcki*, субдоминировали *Hypanis angusticostata* и *Didacna trigonoides*.

По численности абсолютно доминировали черви – 90,0-93,97%, субдоминантами выступали ракообразные, роль моллюсков в формировании общей численности была минимальной. Максимальная численность донного сообщества фиксировалась летом 2018 г., минимальная – осенью 2017 г.

Численность макрозообентоса по группам в донных осадках трассы трубопровода приведена в табл. 3.7.4.4 на рис. 3.7.4.4.

Таблица 3.7.4.4 Численность макрозообентоса по группам, экз/м². Трасса трубопровода Каламкас- Бузачи

Сезон	Черви		Моллюски		Ракообразные		Личинки насекомых		Другие		Всего	
	Vermes		*Mollusca*		*Crustacea*		*Insecta*		*Others*			
	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018
Весна		10389		189		911		1		0		11490
Лето		15360		1658		50		0		0		17068
Осень	5451		87		300		0		1		5839	

Рисунок 3.7.4.4. Численность макрозообентоса на трассе трубопровода Каламкас- Бузачи за период исследований по группам

Общая биомасса в исследуемый период на *лицензионной территории месторождения Каламкас-море* колебалась от 9136,9 мг/м^2 до 35691 мг/м^2, достигая максимума летом 2017 г. при минимальных значениях осенью этого же года.

Максимальный вклад в формирование общей биомассы этого участка в 2016 г. вносили моллюски – 44,36-64,27%, на втором месте были черви – 27,97-47,39%, доля ракообразных была значительно меньше – 7,75-12,19%.

В 2017 г. и весной 2018 г. основная роль в формировании биомассы принадлежала червям – 57-91% от общей биомассы, вклад моллюсков и ракообразных по величине был близким.

Распределение общей биомассы по группам бентофауны на лицензионной территории Каламкас-море за период 2016-2018 гг. приведено в табл. 3.7.4-2 и на рис. 3.7.4.5.

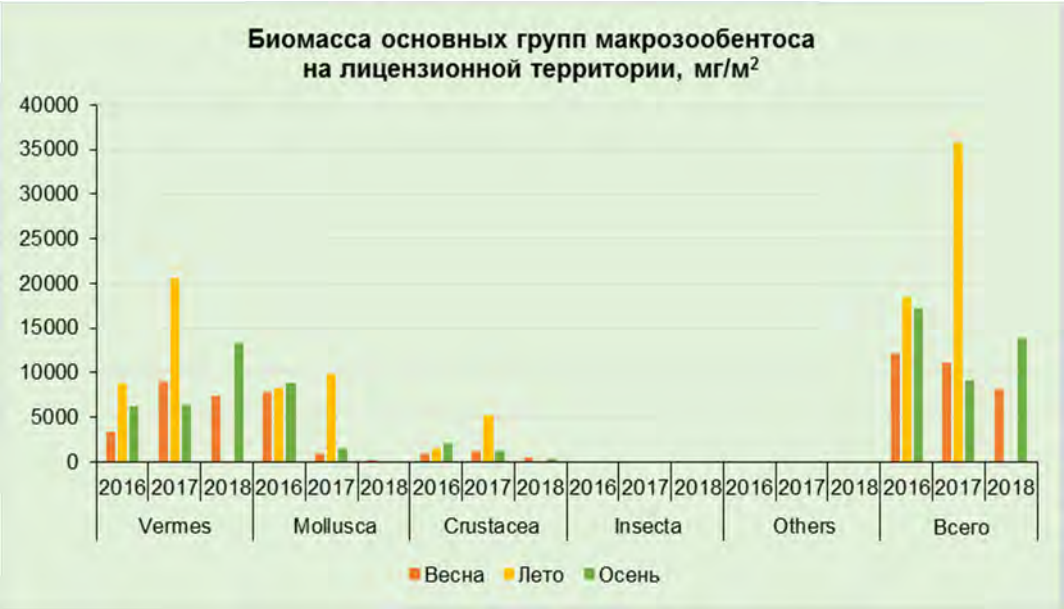


Рисунок 3.7.4.5. Распределение общей биомассы по группам бентофауны на лицензионной территории месторождения Каламкас-море за период 2016-2018 гг.

Общая средняя биомасса донной фауны в акватории МТК (МЛСП) колебалась от 6520 мг/м^2 до 36848 мг/м^2, достигая максимума весной 2018 г. при минимальных значениях осенью 2017 г.

По вкладу в формирование общей биомассы донного сообщества доминировали черви – 72-98%, в качестве субдоминантов весной 2018 г. выступали моллюски (20,67%), а летом – ракообразные (22,5%). Осенью 2017 практически вся биомасса бентофауны была представлена группой червей.

Распределение общей биомассы по группам бентофауны на акватории МТК (МЛСП) за период наблюдений приведен в табл. 3.7.4.5 и на рис. 3.7.4.6.

Таблица 3.7.4.5 Биомасса макрозообентоса по группам, мг/м^2. МТК (МЛСП)

Сезон	Черви		Моллюски		Ракообразные		Личинки насекомых		Другие		Всего	
	Vermes		Mollusca		Crustacea		Insecta		Others			
	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018
Весна		28267,6		7615,8		964,6		0		0		36848
Лето		12197,9		918,7		3810,3		0		16,45		16943,5
Осень	3522,3		2316,9		680,8		0		0		6520	

Рисунок 3.7.4.6. Распределение общей биомассы по группам бентофауны на акватории МТК (МЛСП) за период наблюдений

Общая средняя биомасса макрозообентоса на *трассе трубопровода Каламкас-Бузачи* колебалась от 9271,9 мг/м^2 до 37719 мг/м^2, достигая максимума весной 2018 г. при минимальных значениях осенью 2017 г.

Структура донного сообщества трассы трубопровода, частично проходящей в мелководье, несколько отличалась от глубоководной части. Так, по вкладу в формирование общей биомассы осенью 2017 и весной 2018 г. ведущая роль принадлежала моллюскам (46,58% и 53,99% соответственно), субдоминировали черви, вклад ракообразных составлял 7-8%. Роль червей резко возросла летом 2018 г. – 90% от общей биомассы, а ракообразных снизилась до 0,3%.

Распределение биомассы донного сообщества по группам бентофауны на трассе трубопровода за период наблюдений приведен в табл. 3.7.4.6 и на рис. 3.7.4.7.

Таблица 3.7.4.6 Биомасса макрозообентоса по группам, экз/м². Трасса трубопровода

Сезон	Черви		Моллюски		Ракообразные		Личинки насекомых		Другие		Всего	
	Vermes		Mollusca		Crustacea		Insecta		Others			
	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018
Весна		14471,1		20361,7		2880,7		5,56		0		37719,1
Лето		24072,2		661,9		4202,4		0		0		28936,6
Осень	4205,3		4318,7		747,9		0		0,03		9271,9	

Рисунок 3.7.4.7. Распределение биомассы донного сообщества по группам бентофауны на трассе трубопровода за период наблюдений

Выводы

Основные показатели, характеризирующие состояние сообщества донной фауны, по результатам морского мониторинга воздействия 2016-2019 гг. и фоновых экологических исследований осенью 2017 г. – летом 2018 г. на акватории планируемой реализации проекта, сведены в таблицу 3.7.4.7.

Таблица 3.7.4.7 Основные показатели состояния сообщества донной фауны в 2016-2019 гг.

Год	Сезон	Количество видов	Численность, экз/м²	Биомасса, мг/м²	Индексы			
					Видового богатства (Margalef)	Разнообразия (Shannon-Wiener)	Выровненности (Pielou)	Доминирования (Simpson)
Лицензионная территория месторождения Каламкас-море								
2019	Осень	17	3886	8972	0,95	1,91	0,61	0,68
	Лето	22	2916	6839	1,12	2,21	0,68	0,73
	Весна	28	7376	10665	0,71	1,92	0,70	0,67
2018	Осень	23	4579	13361	1,14	1,82	0,54	0,66
	Весна	20	3312	8157	0,59	1,11	0,45	0,43
2017	Осень	19	3470	9137	0,86	1,02	0,34	0,37
	Лето	24	8883	35691	1,21	2,27	0,68	0,7
	Весна	20	8528	11087	0,85	1,81	0,63	0,63
2016	Осень	17	7651	17228	0,7	1,13	0,4	0,43
	Лето	24	10176	18520	1,1	2,4	0,7	0,77
	Весна	17	3001	12189	1,03	2,12	0,69	0,69
МТК (МЛСП)								
2018	Лето	24	5705	16943	1,01	0,61	1,86	0,65
	Весна	21	20181	36848	0,91	1,06	0,34	0,35

Год	Сезон	Коли-чество видов	Числен-ность, экз/м^2	Биомасса, мг/м^2	Индексы			
					Видового богатства (Margalef)	Разно-образия (Shannon-Wiener)	Выров-ненности (Pielou)	Домини-рования (Simpson)
2017	Осень	20	2003	6520	0,78	1,14	0,41	0,43
Трасса трубопровода Каламкас- Бузачи								
2018	Лето	22	17068	28937	0,75	0,52	1,41	0,49
	Весна	30	11490	37719	1,05	1,9	0,59	0,63
2017	Осень	37	5839	9272	0,96	1,64	0,53	0,56

На протяжении периода 2016-2018 гг. в акватории планируемой деятельности фиксировалось присутствие 19-24 видов макрозообентоса, исключения составили результаты весны 2016 г. на лицензионной территории месторождения Каламкас-море (17 видов) и осень 2017 и весна 2018 годов по трассе трубопровода – 30-37 видов. По-видимому, такое увеличение биоразнообразия может быть обусловлено значительной протяженностью трассы и ее прохождением через мелководную прибрежную зону с ее

Видовое обилие на исследуемой акватории, как и в общем в Северо-Восточном Каспии, относительно стабильно. Структура сообщества близка к типичной для современного состояния северной части моря. По обилию видов первенствуют ракообразные (7-21 таксонов), наиболее часто встречались типичные для Северо-Восточного Каспия кумацеи *Stenocuma graciloides, Stenocuma gracilis, Pterocuma pectinata,* десятиногие раки *Rhithropanopeus harrisii,* усоногие рачки *Balanus improvisus.* Группа червей была представлена 4-8 видами, практически повсеместно встречались полихеты и олигохеты *Hediste diversicolor, Hypaniola kowalewskii, Oligochaeta gen.sp.* Моллюски были представлены 2-7 видами, наиболее часто присутствовали *Abra ovata, Cerastoderma lamarcki, Didacna trigonoides.*

Основу численности макрозообентоса (73-98%) повсеместно составляли черви, весной и осенью субдоминировали ракообразные, летом – моллюски. Ведущую роль в формировании биомассы весной также играли черви, субдоминировали ракообразные, летом субдоминантами выступали моллюски, осенью их вклад в общую биомассу возрастал, на отдельных участках их роль становилась доминантной.

В целом, различия показателей состояния сообщества донной фауны (количества видов, численности, продуцируемой биомассы, смена доминантов) обусловлены как сезонной изменчивостью, так и различиями в температуре, солености, погодных условиях и количестве биогенных элементов на локальных участках акватории.

Такие сезонные изменения, обусловленные естественной динамикой условий среды, являются типичными для восточной части Северного Каспия. Межгодовая динамика связана с метеоклиматическими условиями и с уровенным режимом Каспия.

Максимальное видовое разнообразие – 37 таксонов отмечено на трассе трубопровода Каламкас-море-Бузачи осенью 2017 г., минимальное (17 таксонов) – в акватории лицензионной территории месторождения Каламкас-море осенью 2016 г. Максимальная численность макрозообентоса (20181 экз/м^2) приурочена к акватории МТК (МЛСП) весной 2018 г., минимальная (2003 экз/м^2) – осенью 2017 г.

В период 2016-17 гг. на акватории месторождения Каламкас-море отмечалась тенденция возрастания биомассы от весны к осени, однако в 2018 г. максимальная биомасса фиксировалась весной на трассе трубопровода и акватории МТК (МЛСП) – 37719 мг/м^2 и 36848 мг/м^2 соответственно.

Значения индексов биоразнообразия – видового богатства Маргалефа и видового разнообразия Шеннона-Уивера отражают умеренное разнообразие сообщества

макрозообентоса акватории предполагаемой реализации проекта. Структура ценоза оценивается как нормальная, соответствующая показателям последних лет.

В целом, состояние донной фауны на акваториях планируемой деятельности не выходит за пределы среднемноголетних сезонных и межгодовых вариаций в Северном Каспии, его пространственно-временная изменчивость типична для северо-каспийского региона.

3.7.5. Ихтиофауна

Ихтиофауна Северного Каспия

Ихтиофауна Каспийского моря по сравнению с открытыми морями не обладает высоки видовым разнообразием и состоит в основном из аборигенных видов рыб. По данным разных авторов количество видов сильно варьирует. Так по данным А.Г. Касымова (Каспийское море, 1987 г.) ихтиофауна моря насчитывает 124 вида и подвида. В монографии «Экологические мониторинговые исследования окружающей среды Северо-Восточного Каспия при освоении месторождений в период с 2006 по 2016 годы» (Алматы, 2018) говорится, что ихтиофауна насчитывает 139 видов и подвидов рыб и рыбообразных, среди которых 5 видов занесены в Красную книгу Республики Казахстан. А в «Определителе рыб и беспозвоночных Каспийского моря» (Москва, 2013) указывается, что аборигенная фауна рыб Каспийского моря включает только 119 видов и подвидов.

По числу видов Каспийское море уступает открытым морям, таким как Средиземное (540 видов), Черное (180 видов). Но ограниченное число видов Каспия в заметной мере компенсируется её количественным развитием.

Несмотря на то, что, промысловое значение имеют не более трех десятков рыб, относящихся к генеративно-пресноводным, проходным и полупроходным видам. Типично морских промысловых видов рыб – 8, в их числе 3 вида килек, 2 вида пузанков, долгинская сельдь и 2 вида кефалей, остальные – проходные.

В пределах казахстанского сектора и в целом Каспийского моря распределение рыб неравномерно и имеет четко выраженный сезонный характер. Сезонное распределение рыб связано как с нерестовыми миграциями в предустьевую зону р. Урал и хорошо прогреваемые участки Северного Каспия ранней весной и поздней осенью, и обратными миграциями с севера на юг, после завершения нерестового периода (поздняя весна, лето), так и с поиском кормовых объектов.

В процессе экологических исследований по освоению морских нефтегазовых объектов в Северном Каспии первостепенное внимание уделялось изучению изменений состава и состояния ихтиофауны, были налажены регулярные фоновые исследования и морской производственный мониторинг.

По результатам этих наблюдений за все годы исследований в Северо-Восточном Каспии, зарегистрировано 70 видов и подвидов рыб. В уловах отмечен один из пяти каспийских видов, занесенных в Красную книгу кутум *(Rutilus frisii kutum*) (Перечень редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных, ПП РК от 31 октября 2006 года № 1034). Максимальные показатели численности и разнообразия рыб приходятся на весенний период, к осени они снижаются.

Главенствующее положение в Каспийском бассейне занимают карповые рыбы – 42 вида и подвида, далее следуют бычковые – 32-35 и сельдевые рыбы – 18 видов и подвидов. Все другие семейства представлены не более, чем 1-7 таксонами (КаНИИРХ, 2009 г.).

По распределению рыб на акватории СВ Каспия в зависимости от глубины выделяются 2 зоны – мелководная (глубины до 2,5 м) и глубоководная (свыше 2,5 м).

В мелководной зоне в зарослях тростников и водных макрофитов, происходит нерест и нагул взрослых особей и молоди полупроходных видов рыб в период с марта по ноябрь. На разных участках этой зоны зарегистрировано от 20 до 36 видов рыб. По численности и биомассе преобладают карповые, в незначительных количествах присутствуют осетровые и сельдевые рыбы. В этой зоне, при солености 7-8 ‰ встречаются типичные пресноводные рыбы: чехонь – *Pelecus cultratus*, красноперка – *Scardinius erythrophthalmus*, язь – *Leuciscus idus*, окунь – *Perca fluviatilis*, сом – *Silurus glanis*. Максимум численности рыб в мелководной зоне наблюдается в весенне-осенний период нагула, минимум – глубокой осенью, когда рыбы покидают мелководья, отходя к местам зимовки и размножения в предустьевую зону р.Урал.

Весной, через предустьевую зону, на нерест в р.Урал проходят осетровые рыбы (севрюга – *Acipenser stellatus*, белуга – *Huso huso*, русский осетр – *Acipenser gueldenstaedtii*, шип – *Acipenser nudiventris*). На других участках мелководий осетровые рыбы встречаются единично.

В зоне мелководий встречается около 14 видов карповых рыб. Максимум их численности приходится на период с мая по конец октября (312-820 экз./улов), минимум – на позднюю осень и раннюю весну (36-211 экз./улов). Доминирующее положение среди карповых занимает вобла – *Rutilus rutilus caspicus*. К другим наиболее распространенным видам относятся: жерех – *Aspius aspius*, европейский сазан – *Cyprinus carpio*, лещ – *Abramis brama*, красноперка – *Scardinius eryhtrophythalmus*.

Среди бычковых рыб преобладают бычки (12-14 видов и подвидов), основа численности которых формируется за счет бычка-кругляка – *Neogobius melanostomus*, песочника – *Neogobius fluviatilis*, головача – *Ponticola gorlap*, длиннохвостого бычка – *Knipowitschia longecaudata*, каспиосомы – *Caspiosoma caspium*, и некоторых представителей р. Пуголовки – *Benthophilus*. Максимальные концентрации бычков зарегистрированы в летне-осенний период, минимальные – весной.

Более 70% общей численности рыб в мелководной зоне формируется за счет 4 видов: воблы – 25,33 %; сазана – 25,2 %; жереха – 10,2 %; красноперки – 9,1% (В.А. Мельников, С.Р. Тимирханов, Результаты исследований Компании (Аджип ККО) 1993-2006 гг.).

В глубоководной зоне нагуливаются, размножаются, зимуют многие представители сельдевых, осетровых, карповых и окуневых рыб.

К наиболее многочисленным представителям сельдевых относится килька. С марта по июнь килька образует нерестовые скопления. Пик нереста приходится на первую половину мая. В это время концентрация кильки в северо-восточном секторе моря достигает максимума, при этом наибольшая плотность кильки наблюдается вблизи дельты Урала, у восточных берегов и Тюленьих островов (Каспийское море. Ихтиофауна …, 1989).

Примерно в эти же сроки в Северном Каспии появляются пузанки. Икрометание у них происходит в мае, на глубинах 2-3 м.

Проходные сельди (волжская – *Alosa kessleri volgensis*, черноспинка – *A.k.kessleri*) в апреле-мае транзитом проходят в нерестовые реки, преимущественно в Волгу. Молодь проходных сельдей появляется в этой зоне в конце июня и продвигается на юг. К сентябрю она покидает воды Северного Каспия.

Осетровые рыбы присутствуют в пелагиали Северного Каспия круглогодично. Наибольшие концентрации они образуют во время осенних и весенних подходов к устьям рек Урал, Волга, а также летом, во время миграции взрослых рыб и их молоди из рек в море. Осенью основные скопления осетровых рыб сосредоточены в центральной части Северного Каспия, на глубинах 4-9 м.

По направлению к северо-восточному побережью плотность осетровых снижается. Зимнее распределение осетровых рыб изучено слабо. По имеющимся отрывочным данным, зимовальные скопления рыб, сосредоточены в северо-восточной и центральной частях Уральской Бороздины, а также в районе о.Кулалы, на глубинах 6-9 м.

Весной в районах междуречья Волги и Урала, на участках, примыкающих к о.Кулалы, а также вдоль восточного побережья, численность осетровых возрастает. Это происходит за счет миграций из южных районов, которые в Северном Каспии проходят, преимущественно, вдоль восточного берега.

Среди карповых рыб самое широкое распространение в этой зоне имеет вобла. В общих уловах доля ее численности составляет 60-70%, а в уловах карповых рыб – 80-90%. Вобла встречается, преимущественно, на глубинах до 6 м, при солености не более 8-10‰. В период нагула взрослая вобла не совершает больших миграций, придерживаясь наиболее кормных участков.

В конце сентября и в октябре начинается массовое перемещение воблы из прибрежных районов на глубину, и далее, к устьям рек. Некоторое время вобла держится в предустьевых районах. В феврале, подо льдом основная масса рыб заходит в р.Урал. Оставшаяся часть заходит в реку весной.

Икрометание воблы обычно заканчивается в апреле; к июню отнерестовавшие особи и молодь скатываются в море, распределяясь по всей акватории Северного Каспия.

Второе место по численности среди карповых рыб занимает лещ. По сравнению с воблой его скопления в открытых районах Северного Каспия не достигают столь высокой плотности. Доля леща в общей численности карповых рыб варьирует от 10 до 25%.

В глубоководной зоне представители бычков часто являются наиболее многочисленными рыбами. Эта группа одновременно характеризуется наибольшим видовым богатством. Бычки встречаются повсеместно, на разных глубинах, грунтах, в широком диапазоне солености.

Максимум численности бычков приходится на начало осени, когда завершается период размножения, продолжающийся с мая по август. Минимум численности падает на весну, когда заканчивается зимовка. В целом, распределение донных рыб носит мозаичный характер и, вероятнее всего, связано с распределением различных типов грунтов.

Каспийское море издавна относились к крупнейшему рыбопромысловому угодью Евразии, где ежегодно добывается до 0,3 млн.т осетровых, сельдевых, лососевых, карповых и других видов рыб.

Ихтиопланктон

Ведущими факторами влияния на видовой состав, численность и биомассу ихтиопланктона в районах проектируемых работ оказывает как температурный фактор, так и глубины, от которых зависят скорость и равномерность прогрева водных масс. На результаты исследований также прямо влияет время проведения мониторинговых наблюдений – так, в районе лицензионной площади Каламкас за период с 2010 по 2018 г. по имеющимся материалам статистически значимые количества ихтиопланктона отмечались в 2010, 2014 и 2018 гг.

Анализ имеющихся материалов показал, что ихтиопланктон был представлен тремя видами – килькой каспийской (*Clupeonella cultriventris),* атериной (*Atherina boyeri caspia)* и пузанком (*Alosa sp).*

Атерина и обыкновенная каспийская килька порционно нерестующие эвригалинные и эвритермные виды. Обыкновенная каспийская килька нерестится с середины апреля по

июнь, массовый нерест проходит при температурах 11-19 градусов. Атерина начинает нереститься так же с середины апреля при температуре 8-12 градусов и нерест продолжается в течение всего лета. Как видно, нерестовые температуры для этих видов достаточно близки, но массовый нерест атерины начинается при более низких температурах.

В 2010 г. в уловах ихтиопланктона отмечено только два вида рыб – атерина и обыкновенная каспийская килька. Доминировала атерина – при средней численности 0,073 экз./м^3 и биомассе 0,108 мг/м^3 ее доля составила 82,2% и 45,2% соответственно.

Ихтиопланктон *Alosa sp* отмечен только в 2014 г., при средней численности 0,001 экз./м^3 и средней биомассе 0,007 мг/м^3, его доля в уловах составляла 3,7%. Ведущая роль принадлежала атерине – 85% по численности и 85,6% по биомассе, каспийской кильке – 11,3% по численности и 9,6% по биомассе. Общая численность и биомасса ихтиопланктона была относительно низкой – 0,146 экз./м^3 и 0,146 мг/м^3 соответственно.

В прилегающих районах в 2017 году в уловах ихтиопланктона отмечено три вида – атерина (*Atherina boyeri),* обыкновенная каспийская килька (*Clupeonella cultriventris)* и личинки судака (*Sander lucioperca),* присутствующие в улове только на одной станции в районе Актоты. В этот год ихтиопланктон присутствовал только в районе Северной трассы магистрального трубопровода, месторождений Кайран и Актоты. Общая численность всех видов так же невелика.

В 2018 г. ихтиопланктон был на 100% представлен каспийской килькой при численности 0,004 экз./м^3 и 0,079 мг/м^3, атерина отсутствовала. Сходная ситуация отмечалась и в относительно глубоководном районе Западного Кашагана, где доминировала килька при незначительном присутствии атерины. Это свидетельствует не об отсутствии нереста здесь атерины в период проведения исследований, а о разном характере размножения этих видов. Килька пелагофил, икра откладывается в толще воды, и развитие ее происходит в толще за счет наличия масляной капли в икре этого вида. Атерина же откладывает икру на растениях и ее ранние личинки не сразу поднимаются к поверхности воды, где и происходит облов ихтиопланктона.

В целом, в Северном Каспии молодь кильки является самым массовым видом (С.А. Гуцуляк, Особенности распределения, оценка качественного и количественного состава ихтиопланктона…), определяющим формирование высоких показателей ихтиопланктона.

Лицензионная территория месторождения Каламкас-море

В пределах лицензионной территории Каламкас-море в 2016-2018 гг. было зафиксировано 23 вида представителей ихтиофауны.

В уловах жаберной сетью по численности, как правило, доминировали карповые рыбы (в основном вобла). Субдоминантами выступали сельдевые.

Динамика численности и биомассы нектонных рыб в уловах жаберной сетью приведена на рис. 3.7.5.1 – 3.7.5.2.

В 2019 г. весной облов жаберными сетями не проводился, летом по численности в жаберных сетях доминировали карповые (87,5%), по биомассе – осетровые (83,4%), осенью по численности абсолютно преобладала вобла (94,5%), по биомассе осетры (67,5%).

Рисунок 3.7.5.1. Динамика численности нектонных рыб в уловах жаберной сетью

До 2018 г. масса осетровых рыб в уловах не определялась, а весь прилов осетровых видов рыб выпускался в естественную среду обитания в жизнеспособном состоянии непосредственно в момент выборки орудий лова. Начиная с осени 2018 г., с целью минимизации риска для прилова осетровых рыб, их масса стала определяться математически[2], исходя из соотношения между массой рыбы и длиной ее тела.

$W = al^b$, где W – масса тела, l – длина рыбы, a и b – коэффициенты.

Отбор ихтиологических проб проводился в соответствии с Приложением к Правилам подготовки биологического обоснования на пользование животным миром (Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 4 апреля 2014 года № 104-Ө). В соответствии с пунктом 59 Параграфа 3 «Весь улов подвергается измерению промысловой длины для последующего определения размерной и весовой структуры уловов…».

Таким образом, при отсутствии данных по массе осетровых в отчетах по мониторингу делался вывод, что карповые и сельдевые среди нектонных рыб превалируют по биомассе во все сезоны. После начала определения массы осетровых осенью 2018 г., видно, что субдоминатом являются осетровые (рис. 3.7.5.2).

Рисунок 3.7.5.2. Динамика биомассы нектонных рыб в уловах жаберной сетью

[2] *Промысловая ихтиология: краткий курс лекций для бакалавров 4 курса специальности (направления подготовки) 111400.62 Водные биоресурсы и аквакультура Ч. 2 / Сост.: В.В. Кияшко // ФГБОУ ВПО «Саратовский ГАУ». - Саратов, 2013. – 69 с.*

В абсолютном выражении максимальная средняя численность и биомасса нектонных рыб на участке Каламкас-море приурочена в основном к весенне-летнему периоду. Максимальная средняя численность (263,1 экз/усилие) была зафиксирована летом 2017 г. К этому же периоду приурочены и максимальные показатели биомассы (11,7 кг/усилие).

Динамика численности (%) и биомассы бенто-пелагических рыб (%) в уловах бимтралом приведена на рис. 3.7.5.3 и 3.7.5.4. Среди бенто-пелагических рыб по численности доминировали сельдевые и бычковые. Причем, сельдевых было больше в весенний период, а бычковых и карповых – осенью.

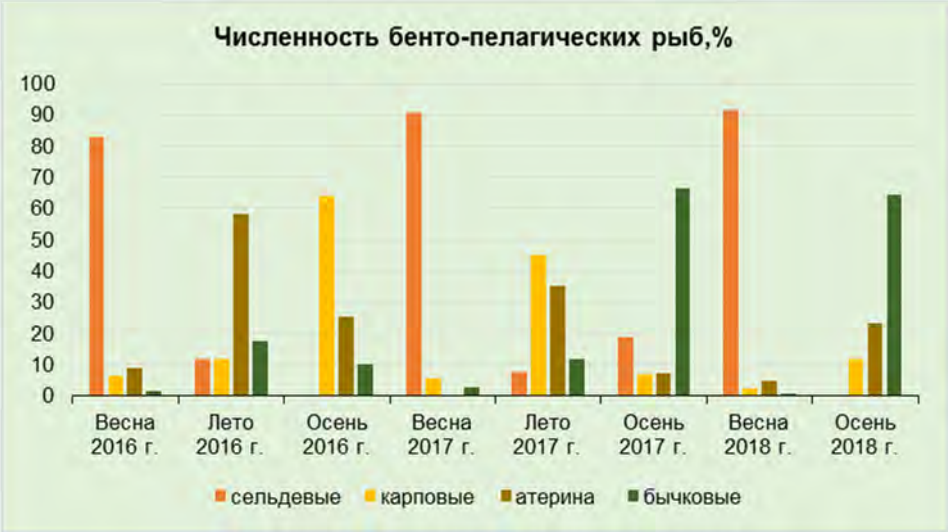


Рисунок 3.7.5.3. Динамика численности (%) бенто-пелагических рыб в уловах бимтралом

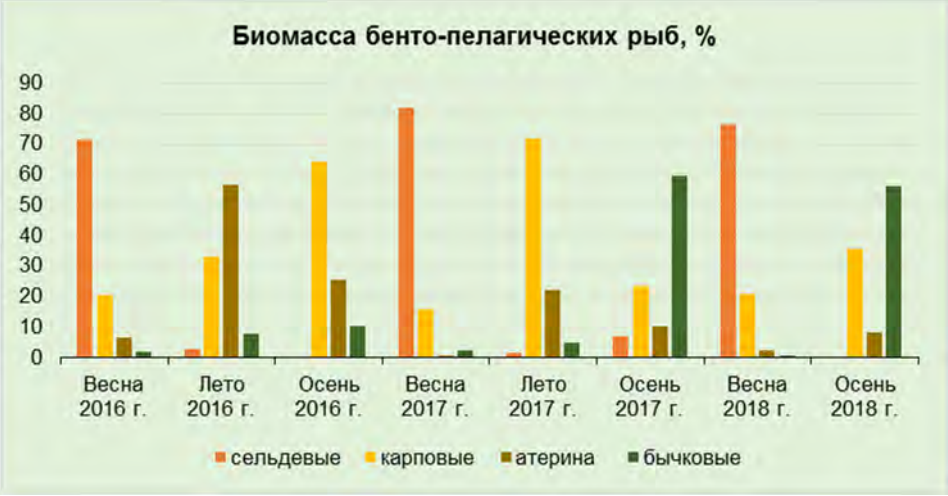


Рисунок 3.7.5.4. Динамика биомассы (%) бенто-пелагических рыб в уловах бимтралом

В 2019 г. весной в уловах бимтралом по численности абсолютно лидировала килька (79,9%), на втором месте была вобла (11,3%), на долю остальных видов приходилось менее 10%. Килька и вобла составляли и основную биомассу – 44,0% 46,2% соответственно. Летом основу численности составляли атерина (42,2%) и вобла (31,2%), биомассы – лещ (45,2%) и вобла (33,7%). Осенью в бимтрале по численности и биомассе абсолютно преобладали бычковые.

Максимальные показатели средней численности и биомассы бенто-пелагических рыб были приурочены к весеннему периоду. Максимальная средняя численность (3945,6 экз/усилие) была зафиксирована весной 2016 г. К этому же периоду приурочены и максимальные показатели биомассы (24,1039 кг/усилие).

В уловах бимтралом по численности в весенний период резко доминировала килька, в летний период – атерина и карповые, осенью зачастую бычковые. По биомассе среди бенто-пелагических рыб в весенний период доминировала килька, в летний период атерина и карповые, осенью – чаще бычковые.

Максимальные показатели индексов разнообразия нектонных рыб в период исследований были приурочены к весеннему периоду, бенто-пелагических рыб – к осеннему периоду. Величины показателей индексов разнообразия свидетельствуют об относительно благополучном положении стада нектонных и бенто-пелагических рыб на участке месторождения Каламкас-море.

Участок МТК (МЛСП)

В пределах МТК осенью 2017-летом 2018 гг. было зафиксировано 13 видов ихтиофауны.

Средняя численность и средняя биомасса нектонных и бенто-пелагических рыб в уловах жаберной сетью и бимтралом на акватории МТК приведена на рис. 3.7.5.5.

Рисунок 3.7.5.5. Средняя численность и средняя биомасса нектонных и бенто-пелагических рыб на акватории МТК (МЛСП)

В уловах жаберной сетью фиксировались 3-5 видов нектонных рыб: русский осетр (*Acipenser gueldenstaedtii*), каспийский пузанок (*Alosa caspia caspia*), большеглазый пузанок (*Alosa saposchnikowii*), лещ, вобла.

Наибольшие показатели численности и биомассы нектонных рыб на участке МТК (МЛСП) были приурочены по численности к весне 2018 г., по биомассе – к лету 2018 г.

Максимальные показатели численности и биомассы бенто-пелагических рыб на участке были приурочены к лету 2018 г.

По численности и биомассе среди нектонных рыб в осенне-летний период доминировали карповые (в основном, вобла), в весенний период по численности и биомассе сельдевые.

В уловах бимтралом встречались от 4 до 12 видов бенто-пелагических рыб.

Среди бенто-пелагических рыб в траловых уловах по численности в весенне-летний период в основном доминировали килька и атерина, осенью превалировали бычковые. По биомассе в летний и осенний периоды доминировали карповые, в весенний – килька и атерина.

Индексы разнообразия бенто-пелагического сообщества рыб в акватории МТК (МЛСП) приведены на рисунке 3.7.5.6.

Рисунок 3.7.5.6. Индексы разнообразия бенто-пелагического сообщества рыб в акватории МТК (МЛСП)

Для бенто-пелагических рыб на участке максимальные показатели индексов разнообразия были приурочены к осени 2017 г. Величины показателей индексов разнообразия свидетельствуют об относительно благополучном положении стада нектонных и бенто-пелагических рыб участке исследования.

Участок трубопровода Каламкас -Бузачи

За период с осени 2017 г. по лето 2018 г. по трассе трубопровода Каламкас-Бузачи в уловах жаберной сетью и бимтралом было встречено 22 вида рыб.

Всего в районе трассы за означенный период было встречено 22 вида рыб. В уловах жаберной сетью присутствовали 6-10 видов, осенью по частоте встречаемости и численности доминировала вобла, субдоминантом был каспийский пузанок, весной преобладали сельди (каспийский и большеглазый пузанок) и кильки, летом – карповые. Осетровые были встречены во всех сериях исследований.

Средняя численность и средняя биомасса нектонных рыб в уловах жаберной сетью на акватории трассы трубопровода приведена на рис. 3.7.5.7.

Наибольшие показатели численности и биомассы нектонных рыб на участке трубопровода Каламкас -Бузачи были приурочены к осени 2017 г.

В уловах бимтралом встречались 7-10 видов рыб, минимальное видовое разнообразие (а также численность и биомасса) отмечалось весной. По численности и биомассе в осенних уловах преобладали вобла и бычки, весной – килька и атерина, летом – килька и вобла.

Численность и биомасса бенто-пелагических рыб приведена на рисунке 3.7.5.8.

Рисунок 3.7.5.7. Средняя численность и средняя биомасса нектонных рыб в уловах жаберной сетью, трасса трубопровода

Рисунок 3.7.5.8. Численность и биомасса бенто-пелагических рыб по трассе трубопровода

Наибольшие показатели численности и биомассы бенто-пелагических рыб на участке трубопровода Каламкас -Бузачи были приурочены к лету 2018 г.

Среди бенто-пелагических рыб в траловых уловах по численности в весенне-летний период в основном доминировали килька и атерина, осенью превалировали бычковые. По биомассе в летний и осенний периоды доминировали карповые, в весенний – килька и атерина.

Индексы разнообразия для нектонных рыб на участке трубопровода Каламкас-Бузачи приведены на рис. 3.7.5.9.

Величины показателей индексов разнообразия свидетельствуют об относительно благополучном положении стада нектонных рыб на участках исследования.

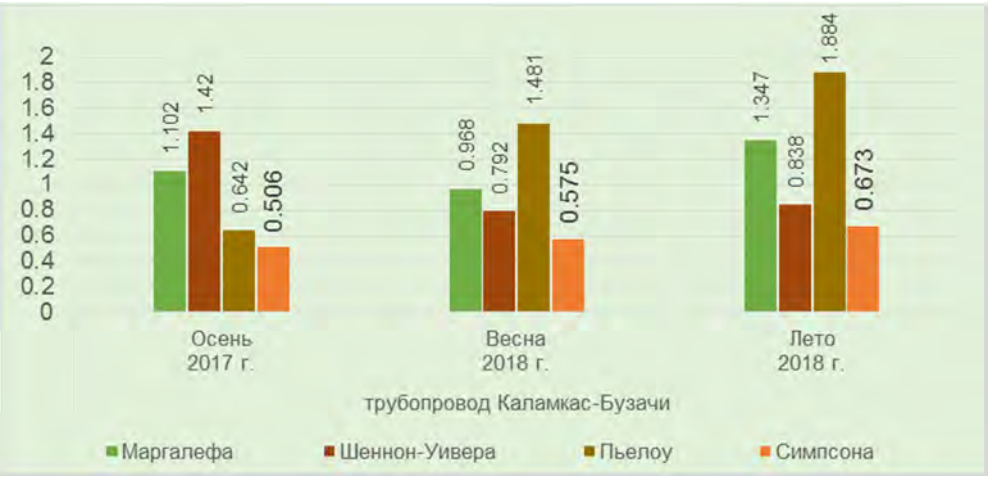


Рисунок 3.7.5.9. Индексы разнообразия нектонных рыб на участке трубопровода Каламкас-Бузачи

Выводы

Видовой состав ихтиофауны в районах предполагаемой реализации проекта в акватории Каспийского моря представлен 25-мя видами рыб, относящихся к 7-и семействам

На открытых участках моря распределение рыб неоднородно. Его характер зависит от глубины участка и наличия высшей водной растительности. Распределение донных рыб зависит от типа донных грунтов и имеет мозаичный характер.

Для многих рыб Северного Каспия характерна миграция с юга на север в весенний период и обратные миграции с севера на юг в летне-осенний период, связанные с размножением и нагулом рыб.

В целом, различия показателей состояния сообщества нектонных и бенто-пелагических рыб (количества видов, численности, продуцируемой биомассы, смены доминантов) обусловлены как сезонной, так и среднемноголетней изменчивостью условий окружающей среды в результате развития естественных процессов.

Такие изменения, обусловленные естественной динамикой условий среды, являются типичными для восточной части Северного Каспия.

Значения индексов биоразнообразия – видового богатства Маргалефа и видового разнообразия Шеннона-Уивера отражают умеренное разнообразие сообщества ихтиофауны акватории предполагаемой реализации проекта. Структура ценоза оценивается как нормальная, соответствующая показателям последних лет.

Современное состояние ихтиофауны акватории реализации проекта следует считать удовлетворительным.

3.7.6. Птицы

Орнитофауна Северного Каспия

Для побережья казахстанской части Каспийского моря по литературным данным и уточненным результатам мониторинговых работ, проводимых Компанией, известно пребывание более 300 видов птиц (Экологические мониторинговые исследования, 2018).

Среди птиц более 40 видов птиц водно-болотного комплекса являются объектами охоты и промысла. Северо-восточное побережье Каспия является важнейшим в Евразии миграционным путем птиц из Сибири и северных районов Казахстана на Каспийское море и далее на средиземноморские и африканские зимовки. Основным направлением пролета птиц в районе исследований является юго-западное, в котором регистрировали до 88,2% от общего числа мигрантов.

Через северное и северо-восточное побережье Каспия мигрирует до 3 млн. особей уток, до 500 тыс. гусей, до 35 тыс. фламинго и до 10 млн. особей куликов, до 2 млн. особей лысух. В отдельные годы на казахстанской части Каспийского моря зимует до 20 тыс. лебедей и до 100 тыс. уток. В тростниковых зарослях северного и северо-восточного побережья Каспия гнездится более 2,5 тыс. пар лебедей-шипунов и до 500 пар серых гусей, более 2 тыс. пар речных уток, до 1 тыс. пар красноносых нырков и до 5 тыс. пар куликов, более 20 тыс. чаек и крачек, свыше 200 пар больших бакланов и около 100 пар кудрявых пеликанов, более 2 тыс. пар цапель. Кроме того, в летний период здесь собираются на линьку до 80 тыс. лебедей-шипунов и до 100 тыс. речных уток (Гисцов, 2004).

Фоновыми видами на участках акватории с глубинами от 2 до 7 м с встречаемостью от 60 до 100% были 10 видов (озерная чайка, серебристая чайка, белая трясогузка, речная крачка, большой баклан, чирок-свистунок, лебедь-шипун, шилохвость, черноголовый хохотун и

малая крачка). В местах массовой концентрации на шалыгах 4 вида (лебедь-шипун, лысуха, большая поганка и большой баклан).

Помимо птиц, обитателей прибрежных ценозов, на пролете встречаются типичные обитатели аридных пространств (обыкновенный козодой – *Caprimulgus europaeus*, малый жаворонок – *Calandrella cinerea*, пустынная славка – *Sylvia nana*, плясунья – *Oenanthe isabellina* и др.). Обращает на себя внимание тот факт, что большинство этих птиц чаще встречались на различного типа плавсредствах (суда, плавбазы и катера). Известно, что значительное число воробьиных птиц (славковые, дроздовые, трясогузки и пр.) миграцию осуществляют в ночное время, поэтому встречи этих птиц в открытом море не столь редки. В тоже время для птиц крупные плавсредства являются участками «суши», где они могут отдохнуть и укрыться от неблагоприятной погоды (шторм, осадки).

Общая численность ночных мигрантов в осенний период по расчетным данным составляет 794 особей на фронт 1 км за сезон, среди них около 15 тыс. цапель, 193 тыс. уток, 15 тыс. лысух, 65 тыс. куликов и чаек, значительное число этих птиц летит через открытые участки акватории ночью.

В период исследований с 1996 по 2005 гг. были охвачены исследованиями участки акватории с глубинами от 2 до 7 м в северной части Каспийского моря. Весной отмечено 59 видов, осенью 64 вида птиц, среди них редких, занесенных в Красную книгу РК – 3 вида весной (фламинго, лебедь-кликун и орлан - белохвост) и 4 вида осенью – фламинго, лебедь-кликун, орлан-белохвост и черноголовый хохотун. Численность птиц даже в период пролета над акваторией моря с глубинами 2-7 м очень низкая (в среднем 80 весной и 83 птицы за день наблюдений осенью). Весной наиболее многочисленны крачки (36,4%) и чайки (18,7%), осенью чайки (26,3%), серые гуси (14,0%), утки (15,4%) и лебеди (8,9%). Помимо птиц водно-болотного комплекса в период миграций на акватории моря встречаются синантропные птицы (ласточки, вороновые) и птицы древесно-кустарниковых насаждений (хищные, сорокопуты, славковые, вьюрковые и др.). Следует отметить, что над морем преобладает транзитная форма миграции, за исключением чаек и крачек, которые иногда сопровождают идущее судно, либо некоторое время кружат возле него.

Орнитофауна полуострова Бузачи и Тупкараган более разнообразна по сравнению с другими группами наземных позвоночных и представлена 230 видами птиц (47,2% от общего состава фауны Казахстана). По характеру пребывания ее можно разделить на три группы: гнездящихся 73 вида, оседлых и зимующих по 6 видов и встречающихся только на пролете 145 видов.

Прибрежные места обитания птиц до недавнего времени служили местом пролета и кратковременных остановок птиц во время миграций и лишь сформировавшиеся заросли надводной растительности (особенно в Мангышлакском заливе) в последние 10 лет в корне изменили состав летней гнездящейся фауны птиц. В настоящее время здесь в зарослях тростника гнездится не менее 40 видов птиц водно-болотного комплекса. Среди них большая поганка, большой баклан, большая и малая выпи, большая белая и серая цапли, лебедь-шипун, 7 видов уток (огарь, пеганка, кряква, серая утка, чирок-трескунок, широконоска и красноносый нырок), камышовый лунь, камышница, лысуха, 5 видов куликов (малый и морской зуйки, ходулочник, шилоклювка и кулик-сорока), 9 видов чаек и крачек, 4 вида камышевок и тростниковая овсянка. В то же время численность и плотность гнездования птиц водно-болотного комплекса на исследуемой территории, значительно ниже, чем в придельтовых участках Урала и Эмбы за счет резких колебаний уровня моря и сгонно-нагонных явлений (Гисцов, Березовиков, 1995).

В период сезонных миграций с конца марта до середины мая и с конца августа по ноябрь численность птиц в прибрежных местах обитания возрастает в десятки раз, на мониторинговых станциях весной регистрировали до 2184, осенью – до 3369 птиц на 1 кв.км.

В количественном отношении весной достаточно многочисленны фламинго (*Phoenicopterus roseus*), пеганки (*Tadorna tadorna*), чирки (*Anas cressa* и *Anas querquedula*), лысухи (*Fulica atra*), озерные и серебристые чайки (*Larus ridibundus и L. Argentatus*). Осенью в значительном числе мигрируют большие бакланы (*Phalacrocorax carbo*), чирки, красноносые нырки и красноголовые чернети (*Nette rufina, Aythya ferina*), лысухи, озерные и серебристые чайки и ласточки (*Riparia riparia* и *Hirundo rustica*).

На побережье Каспия и в сопредельных участках суши встречается 31 вид редких и находящихся под угрозой исчезновения птиц, занесенных в Красную книгу Республики Казахстан.

Большинство из них обитатели водных и прибрежных экосистем (розовый и кудрявый пеликаны, желтая и малая и египетская цапли, колпица, каравайка, фламинго, лебедь-кликун и малый лебедь, краснозобая казарка, мраморный чирок, савка, стерх, султанка, черноголовый хохотун, скопа и орлан-белохвост). Несколько меньшее видовое разнообразие редких птиц, связанных со степными и пустынными ландшафтами – 13 видов (кречетка, чернобрюхий рябок, саджа, журавль-красавка, дрофа, стрепет, джек, змееяд, могильник, беркут, степной орел, балобан и филин).

Весенняя миграция птиц в северной части Каспия проходит с начала марта до конца мая. В зависимости от условий зимы массовые миграции водоплавающих и околоводных птиц проходят в середине или конце марта.

Наиболее многочисленны на весеннем пролете, как в Волжско-Уральском междуречье, так и в Урало-Эмбинском из гусеобразных – лебеди-шипуны, серые гуси, кряквы, шилохвости и чирки, достаточно обычны нырковые утки (красноносый нырок, красноголовая и хохлатая чернети), лысухи. В начале – середине апреля идет массовый пролет серых, больших и малых белых цапель.

В это же время мигрируют наиболее многочисленные на гнездовье в этом районе озерные и серебристые чайки, а в конце апреля крачки и многие виды куликов. Места массовой концентрации водоплавающих и околоводных птиц на весеннем пролете в Волжско-Эмбинском междуречье приурочены к Жамбаю, Забурунскому заливу, дельте Урала, к Гогольскому култуку и устью Эмбы.

Миграции птиц вдоль полуострова Тупкараган и Бузачи, а также на северо-восточном побережье от залива Комсомолец до устья Эмбы проходят в те же сроки, что и в Волжско-Уральском междуречье. Основные места концентрации птиц на весеннем пролете приурочены к Тюленьим островам, Мангышлакскому заливу, заливу Комсомолец и сору Мертвый Култук и ракушечным островам от залива Комсомолец до устья Эмбы. Наиболее массовыми и многочисленными на пролете на этих участках являются лысухи, фламинго, пеганки и речные утки (кряквы и чирки свистунки и трескунки), а также озерные и серебристые чайки.

В период миграции вдоль полуострова Бузачи на границе Северного и Среднего Каспия миграционные потоки насчитывают до 3-5 млн. особей водоплавающих и околоводных птиц, составленные из обитателей Центрального и Северного Казахстана и Западной Сибири. Весной из средиземноморских – черноморских зимовок миграционный поток птиц огибает западное побережье Каспия и распределяется по пойме Урала и Эмбы, а часть этого потока на уровне Мангышлакского залива пересекает море и дальше вдоль северо-восточного побережья по пойме Эмбы достигает мест гнездования. Осенью теми же маршрутами птицы достигают районов зимовок.

Осенняя миграция птиц в исследуемом регионе проходит с середины августа по ноябрь. Из околоводных птиц наиболее ранний пролет отмечен у массовых видов куликов и крачек на северо-восточном побережье от Эмбы до полуострова Бузачи. Во второй половине

сентября – октябре проходит массовый пролет лысух, чаек, цапель, речных (кряквы, шилохвости и чирков) и нырковых уток (красноносых нырков, красноголовых и хохлатых чернетей) и пеганок.

Материалы исследований в октябре в период массового пролета водно-болотных птиц показали следующее. Видовой состав птиц на авиаучетах представлен 31 видом, из которых как в Волжско-Уральском междуречье, так и Урало-Эмбинском доминирующим видом была – лысуха, на втором месте по численности были чирки (трескунок и свистунок), достаточно многочислен лебедь-шипун. Места концентрации этих птиц в Волжско-Уральском междуречье приурочены к Забурунском заливу и Жамбаю, в Урало-Эмбинском междуречье к дельте Урала и Гогольскому култуку, а в Среднем Каспии к тростниковым зарослям Мангышлакского залива и Тюленьим островам. Из редких птиц, занесенных в Красную книгу РК, на авиаучетах отмечено 6 видов (розовый и кудрявый пеликаны, малая белая цапля, фламинго, лебедь-кликун и орлан – белохвост). Причем за последние 20 лет в Волжско-Уральском междуречье встречен фламинго (более 1 тыс. особей), который до повышения уровня моря был здесь обычен (Гисцов, 2004).

Зона устойчивых зимовок водоплавающих и околоводных птиц приходится на побережье у города Актау и озера Караколь, где ежегодно зимует до 20 тыс. лебедей-шипунов (*Cygnus olor*) и до 70-100 тыс. нырковых уток (*Aythya fuligula, A. Marila, Clangula hyemalis, Bucephala clangula*). В мягкие зимы места зимовок в Среднем Каспии зарегистрированы в Мангышлакском заливе. В наземных ценозах в небольшом числе зимуют вороновые (*Corvus frugilegus* и *C.cornix*) и воробьи (*Passer domesticus* и *P. Montanus*), вьюрковые (*Fringilla coelebs, F.monti fringilla*), которые чаще встречаются у построек человека и на свалках бытовых отходов.

Граница зоны не регулярных зимовок водоплавающих птиц в казахстанской части Каспийского моря проходит через Мангышлакский залив. В небольшом числе птицы зимуют в бухте Баутино. В мягкие зимы на придельтовых участках Волги и Урала зимует до 3-х тыс. уток и лебедей. Новый очаг зимовки в последние десятилетия сложился на побережья Каспия в районе г. Актау и озера Караколь, где в отдельные годы зимует до 20 тыс. особей лебедей и до 70 тыс. нырковых уток. В зону регулярных зимовок на казахстанской части Каспийского моря также входит Казахский залив с песчаной косой Кендерли, где регулярно зимуют речные и нырковые утки, лебеди, большие бакланы и лысухи.

Орнитофауна территории месторождения Каламкас-море

На лицензионной территории месторождения Каламкас-море (акватория моря с глубинами от 5 до 10 м) постоянных обитателей среди птиц практически нет. По результатам проведения береговых исследований и авиаучетов в прибрежной зоне Северо-Восточного Каспия и Тюленьих островов в 2001-2006 гг. было обнаружено 292 вида птиц, из них 112 гнездящихся, 76 зимующих и 104 мигрирующих (Гисцов, Литтл, 2014).

Весной 2019 г. на мониторинговых станциях было встречено 249 птиц, относящихся к 15 видам. По численности доминировала хохотунья – 183 особи, субдоминировали речная крачка (27 особей). Летом было отмечено 167 особей 9 видов, доминировали речная крачка и хохотунья. Осенью было встречено 836 птиц, относящихся к 18 видам, по численности доминировал большой баклан – 644 особи, субдоминировала сизая чайка.

Весной 2018 г. на мониторинговых станциях было встречено 268 птиц, относящихся к 27 видам. По численности доминировала хохотунья – 75 особей, субдоминировали озерная и малая чайки (35 и 33 особи соответственно), а также деревенская ласточка 32 особи.

Из птиц, включенных в Перечень редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных, утв. постановлением Правительства РК от 31 октября 2006 года № 1034 (*с изменениями 2012 г.*) (Красная книга), были отмечены 5 черноголовых хохотунов.

Весной 2017 г. на участке Каламкас-море учли 215 птиц, относящихся к 19 видам из 6 отрядов. Доминирующими видами явились представители отряда Воробьинообразные (Passeriformes) и Ржанкообразные (Charadriiformes), насчитывающие 11 и 4 вида соответственно. Наибольшую численность имели хохотунья (*Larus cachinnans*), на долю которой пришлось 110 особей, составивших 51,2% от числа всех зарегистрированных птиц. Занесенных в Красную книгу Казахстана птиц не встретили.

Весной 2016 г. учли 389 птиц, относящихся к 26 видам из 5 отрядов. Доминирующими видами явились представители отрядов Воробьинообразные (Passeriformes) и Ржанкообразные (Charadriiformes), насчитывающие 13 и 10 видов соответственно. Наибольшую численность имели речная крачка (*Sterna hirundo*) *и* хохотунья (*Larus cachinnans*), насчитывающие 161 и 100 особей соответственно, и составивших 41,4 и 25,7% от числа всех зарегистрированных птиц. Из занесенных в Красную книгу Казахстана птиц встретили черноголового хохотуна (*Larus ichthyaetus*) в количестве 7 особей.

Осенью 2018 г. на участке были встречены 412 птиц 33 видов. По встречаемости доминировали речная крачка и хохотунья – по 73,3%, субдоминировали сизая чайка и горихвостки – по 53,3%. Наибольшую численность имели речная крачка и хохотунья – 127 и 48 особей соответственно.

Осенью 2017 г. на участке Каламкас-море учтены 454 птицы, относящиеся к 25 видам из 9 отрядов. Как и в прошлом году наиболее полно представлен отряд Воробьинообразные (Passeriformes), включающий 20 видов. Самыми многочисленными на данном участке птицами оказались полевой жаворонок (*Alauda arvensis*) и зарянка (*Erithacus rubecula*), общее количество которых равнялось 105 и 51 особям, что составило 23,1 и 11,2% от числа всех зарегистрированных птиц. Видов, занесенных в Красную книгу Казахстана, на участке не встретили.

Осенью 2016 г. были учтены 287 птиц, относящиеся к 28 видам из 8 отрядов. Как и в прошлом году наиболее полно представлен отряд Воробьинообразные (Passeriformes), включающий 12 видов. Самыми многочисленными на данном участке птицами оказались деревенская ласточка (*Hirundo rustica*) и сизая чайка (*Larus canus*), общее количество которых равнялось 70 и 64 особям, что составило 24,4 и 22,2% от числа всех зарегистрированных птиц. Из занесенных в Красную книгу Казахстана видов на участке встретили 3 чернозобых гагары (*Gavia arctica*).

Летом 2017 г. на участке Каламкас-море учтены 367 птиц, относящихся к 17 видам из 5 отрядов. Как и в предыдущий год, здесь преобладали представители отряда Ржанкообразные (Charadriiformes), включающего 8 видов. Самым многочисленным видом явилась речная крачка (*Sterna hirundo*), на долю которой пришлось 151 особей, составивших 41,1% от числа здесь зарегистрированных птиц. Из занесенных в Красную книгу Казахстана птиц здесь встретили 20 черноголовых хохотунов (*Larus ichthyaetus*).

Летом 2016 г. на участке Каламкас-море учтены лишь 37 птиц, относящихся к 14 видам из 4 отрядов. Как и в предыдущий год, здесь преобладали представители отряда Ржанкообразные (Charadriiformes), включающего 8 видов. Самым многочисленным видом явилась хохотунья (*Larus cachinnans*), на долю которой пришлось 13 особей, составивших 35,1% от числа здесь зарегистрированных птиц. Из занесенных в Красную книгу Казахстана птиц здесь встретили одного сапсана (*Falco pelegrinus*) и 3 черноголовых хохотунов (*Larus ichthyaetus*).

Орнитофауна МТК (МЛСП)

Описание орнитофауны дано по результатам фоновых исследований летом и весной 2018 г.

Летом 2018 г. на мониторинговых станциях по численности и встречаемости доминировала хохотунья – 90 особей и 75% соответственно, субдоминировала речная крачка – 71 особь и 62,5%. Численность других видов птиц была низкой, по 1-4 особи.

В общей сложности, на наблюдательных станциях были зарегистрированы 189 птиц, относящихся к 17 видам.

Из занесенных в Красную книгу Казахстана птиц здесь встретили 3 черноголовых хохотунов (*Larus ichthyaetus*).

Весной 2018 г. при фоновых наблюдениях было учтено 204 птицы, относящиеся к 20 видам. По численности преобладали каравайка (48 особей), хохотунья (45 особей) и большой баклан (44 особи).

По встречаемости доминировала хохотунья – 100%. Субдоминировал черноголовый хохотун – встречаемость 50 % и каравайка – 38 % (внесены в Красную книгу Казахстана).

Осенью 2017 г. видовой состав и численность птиц, учтенных на станциях, резко увеличился – 34 вида, 565 особей. По количеству доминировали воробьеобразные, самыми многочисленными видами были полевой и степной жаворонки, овсянки, зяблики и другие мелкие воробьиные.

Орнитофауна трассы трубопровода Каламкас-Бузачи

Характеристика орнитофауны трассы дана по результатам фоновых исследований летом и весной 2018 г.

Летом 2018 г. по трассе трубопровода всего было учтено 252 птицы 13 видов, по численности абсолютно доминировала хохотунья – 206 особей, встречаемость 80,6%. Субдоминировал черноголовый хохотун – 19 особей, встречаемость 30,6%. Из крачек встречены речная, белокрылая и пестроносая, остальные птицы были представлены мелкими воробьеобразными.

Весной 2018 г. на фоновых станциях учтено 431 особь, относящиеся к 35 видам. По численности абсолютно доминировала хохотунья – 130 особей (100% встречаемость) и озерная чайка – 94 особи (72% встречаемости). Также был отмечен большой баклан (15 особей, 85% встречаемость), чернозобая гагарка (13 особей, встречаемость 17%), по 9 особей серой цапли и турухтана. Субдоминировали воробьинообразные.

Из видов, занесенных в Красную книгу Казахстана, встречены 4 особи черноголового хохотуна.

Осенью 2017 г. были учтены 229 птиц, относящихся к 17 видам. По численности доминировали сизые чайки – 66 особей и хохотуньи – 45 особей, встречаемость 61,1 и 69,4% соответственно, а также полевой воробей – 63 особи (встречаемость 13,9%).

Птиц, внесенных в Красную книгу Казахстана, не встречено.

Выводы

Постоянных обитателей на открытой акватории лицензионной территории месторождения Каламкас-море нет. Практически все птицы, учтенные в период наблюдений, являлись залетными или следовали путем пролета при миграциях к местам гнездований или зимовок.

На северо-восточном побережье известно в период миграций два мощных пролетных пути. Один из них по северному побережью с средиземноморско-черноморских зимовок и дальше по пойме Эмбы в Центральный и Северный Казахстан и Западную Сибирь. Второй – с ирано-африканских и каспийских зимовок по восточному побережью Каспия. Затем по пойме Эмбы эти миграционные потоки объединяются. Аналогичная картина наблюдается осенью, когда птицы с Западной Сибири и северной половины Казахстана через озера

Тургайской впадины следуют вдоль поймы Эмбы, а затем их потоки разделяются на два. Однако эти миграционные пути проходят вдали от участка реализации проекта (рис. 3.7.6.1).

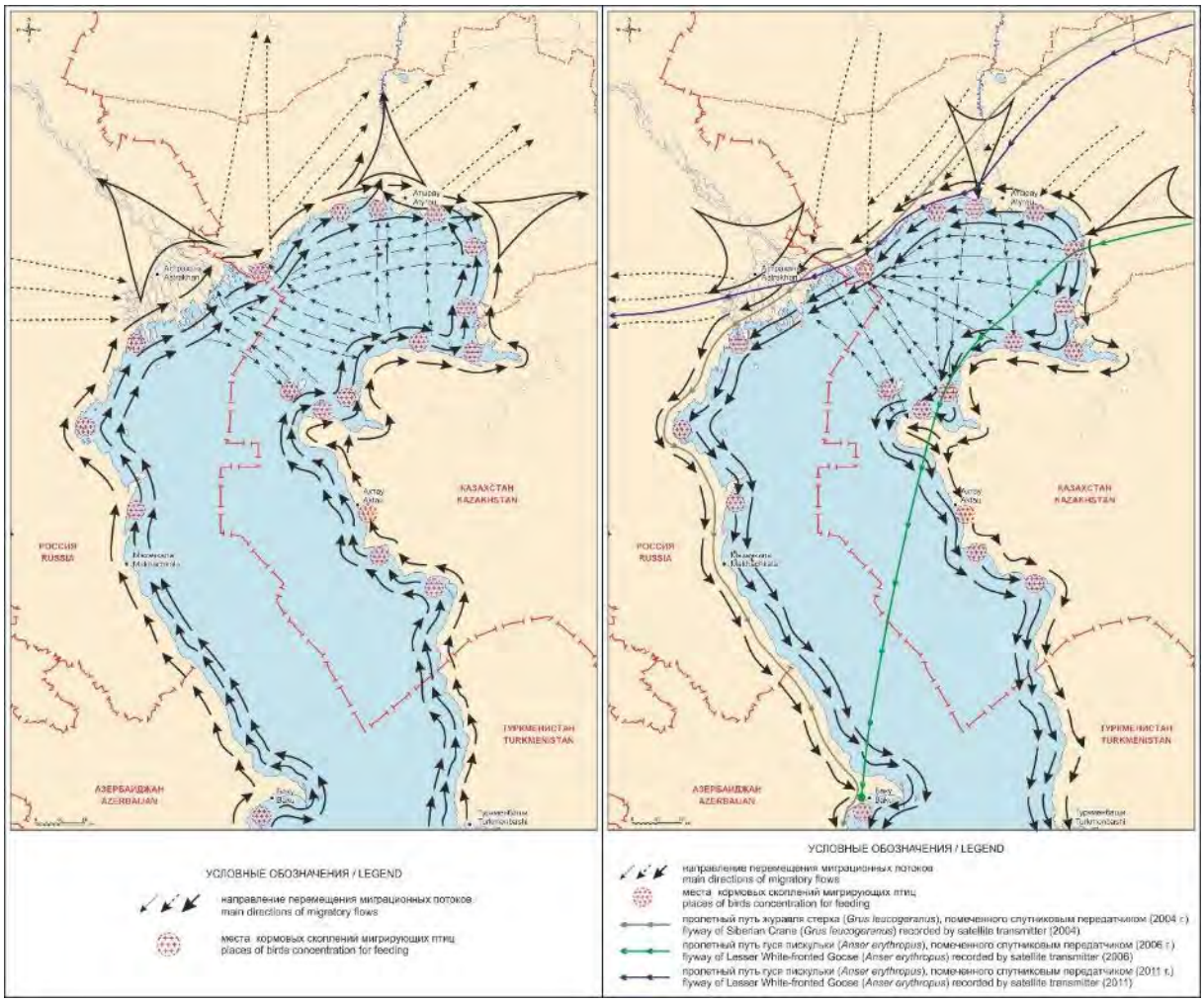


Рисунок 3.7.6.1. Основные направления миграций птиц в казахстанском секторе Каспийского моря и на сопредельных территориях: а) весенний период; б) осенний период

Концентрация миграционных потоков птиц приурочена к береговой полосе, где мигранты также находят обильную кормовую базу и защитные условия при остановках. В период миграций возможен залет розового пеликана, кудрявого пеликана, колпицы, каравайки, малой белой цапли, фламинго, лебедя-кликуна, скопы, серого журавля, журавля-красавки.

Основные показатели наблюдения за птицами в период 2016-2019 гг. сведены в таблицу 3.7.6.1.

Таблица 3.7.6.1 Основные показатели авиафауны района реализации проекта

Год	Сезон	Показатели	Лицензионная территория Каламкас-море	МТК (МЛСП)	Трубопровод Каламкас-Бузачи
2019	Осень	Кол-во видов	18		
		Кол-во особей	836		
	Лето	Кол-во видов	9		
		Кол-во особей	167		
	Весна	Кол-во видов	15		
		Кол-во особей	249		
2018	Осень	Кол-во видов	33		
		Кол-во особей	412		

Год	Сезон	Показатели	Лицензионная территория Каламкас-море	МТК (МЛСП)	Трубопровод Каламкас-Бузачи
	Лето	Кол-во видов		17	13
		Кол-во особей		189	252
	Весна	Кол-во видов	27	20	35
		Кол-во особей	268	204	431
2017	Осень	Кол-во видов	25	34	17
		Кол-во особей	454	565	229
	Лето	Кол-во видов	17		
		Кол-во особей	367		
	Весна	Кол-во видов	26		
		Кол-во особей	215		
2016	Осень	Кол-во видов	28		
		Кол-во особей	287		
	Лето	Кол-во видов	14		
		Кол-во особей	37		
	Весна	Кол-во видов	25		
		Кол-во особей	454		

Птиц, наблюдавшихся в 2016-2018 гг., можно разделить на гнездящихся в Северо-Восточном регионе Каспия и сезонных мигрантов. В период миграции к пролетным видам присоединяются почти все гнездящиеся в регионе птицы.

За период наблюдений 2016-2018 гг. видовое разнообразие учтенных птиц колебалось от 13 до 35 видов, максимальное количество видов отмечалось весной 2018 г. по трассе трубопровода Каламкас-море-Бузачи, что связано, по-видимому, с тем, что она проходит от открытой акватории до прибрежных участков полуострова Бузачи и в учетах увеличивается количество прибрежных и залетных сухопутных видов. На открытой акватории (лицензионная территория месторождения Каламкас-море и МТК) в это время наблюдалось 20-27 видов. Минимальное видовое разнообразие наблюдалось обычно летом – 13-17 видов, осенью и весной 25-27.

В целом, разнообразие и численность птиц в районе участка месторождения Каламкас-море были невысокими, наиболее многочисленными и часто встречаемыми были чайки и воробьиные.

В видовом и численном составе во всех сезонах преобладали ржанкообразные (*Charadriiformes*) и воробьинообразные (*Passeriformes*), весной и осенью доля последних как в общей численности, так и видовом соотношение, возрастала.

Фоновыми видами для открытой акватории (лицензионная территория месторождения Каламкас-море, включая МТК), являются хохотунья (*Larus cachinnans*), речная крачка (*Sterna hirundo*), черноголовый хохотун (*Larus ichthyaetus*), озерная (*Larus ridibundus)* и малая чайки (*Larus minutus*), черная крачка (*Chlidonias niger*), большой баклан (*Phalacrocorax carbo*).

Наиболее многочисленными были чайковые, доминантом среди которых были хохотуньи, и различные крачки, численное соотношение которых было не постоянно.

Во время весенней и осенней миграций к фоновым видам на открытой акватории добавляются воробьинообразные (*Passeriformes*), среди которых в различные годы доминировали полевой жаворонок (*Alauda arvensis*), зарянка (*Erithacus rubecula*), деревенская ласточка (*Hirundo rustica*).

Все отмеченные виды птиц в основном являются типичными для северо-восточной части Каспийского моря и его прибрежной территории, которую они используют для пролета, гнездования и зимовки.

Из числа видов птиц, занесенных в Красную книгу Казахстана, были учтены черноголовый хохотун со статусом II категории, каравайка со статусом II категории, сапсан со статусом I категории. Из числа видов, редко встречающихся на Северном Каспии, был отмечен короткохвостый поморник (*Stercorarius parasiticus*), представитель авифауны северного побережья и островов Европы и России.

3.7.7. Каспийский тюлень

Каспийское море

Каспийский тюлень *(Pusa (Phoca) caspica)* является единственным представителем морских млекопитающих в Каспийском море. Это один из самых мелких тюленей мировой фауны с максимальной длиной тела до 160 см и с максимальной массой тела – 100 кг. Взрослые самцы и самки имеют примерно одинаковый размер.

Каспийский тюлень является эндемичным видом, встречающимся только в Каспийском море, по всей акватории (от берегов Ирана до авандельт Волги и Урала). Согласно Постановлению Правительства РК от 9 ноября 2020 года № 746 каспийский тюлень входит в перечень редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных.

Тюлень является вершиной трофической цепи экосистемы Каспийского моря. Основные объекты его питания – массовые пелагические виды рыб: килька, атерина, сельдь, вобла.

Жизненный цикл и районы обитания каспийских тюленей хорошо освещены в литературе, и, в общем, сводятся к следующему:

- в течение года тюлени используют твердый субстрат в течение трех периодов – весной и осенью, когда они находятся на островах (шалыгах) и зимой на льду Северного Каспия;
- январь-февраль – щенка на льду Северного Каспия;
- февраль-март – продолжение щенки и линьки на льду Северного Каспия;
- апрель-май – линька на песчаных отмелях и островах мелководья вдоль береговой линии;
- июнь-сентябрь – летние миграции в районы Среднего и Южного Каспия. На севере Каспийского моря в это время года остается лишь небольшое количество тюленей;
- октябрь-декабрь – обратные миграции с юга Каспийского моря. Отдых и кормление на временных песчаных островах Северного Каспия перед перемещением на лед в декабре месяце.

Тюлени, собирающиеся размножаться, в период размножения (январь-февраль) большей частью своего поголовья собираются на кромке сплошного льда и открытой воды, эти участки являются местообитаниями *высокой чувствительности*. Основная масса тюленей с декабря по март держится в районе Уральской Бороздины. Места максимальной концентрации тюленей по акватории меняются в связи с особенностями отдельных годов, и контролируются конкретными условиями ледовой обстановки.

Большинство щенков рождаются в период 25 января – 7 февраля (при благоприятных условиях). При неблагоприятных зимних условиях (плюсовые температуры, слабый лед и др.) щенный период несколько растягивается. Периодичность размножения составляет 2-3 года. Новорожденный щенок (белек) имеет длину до 75 см и массу до 4 кг. В двухнедельном возрасте щенки начинают терять свой белый мех. Самки вскармливают своих щенков примерно в течение 4 недель до достижения ими стадии «сиварь» (сивый мех), когда самка и щенок утрачивают связь друг с другом. После этого взрослые особи спариваются и затем начинается период линьки.

К середине февраля рождается большинство щенков, но основная масса их еще находятся в стадии белька. К началу марта, большинство бельков начинают линять или же полностью поменяли свой белый мех на серо-голубой (взрослый) мех.

В конце апреля – мае до 90% популяции тюленей перемещаются в Средний и Южный Каспий для нагула (рис. 3.7.7.1). Взрослые особи должны набрать до 50% массы своего тела, потерянной во время зимних периодов размножения и линьки.

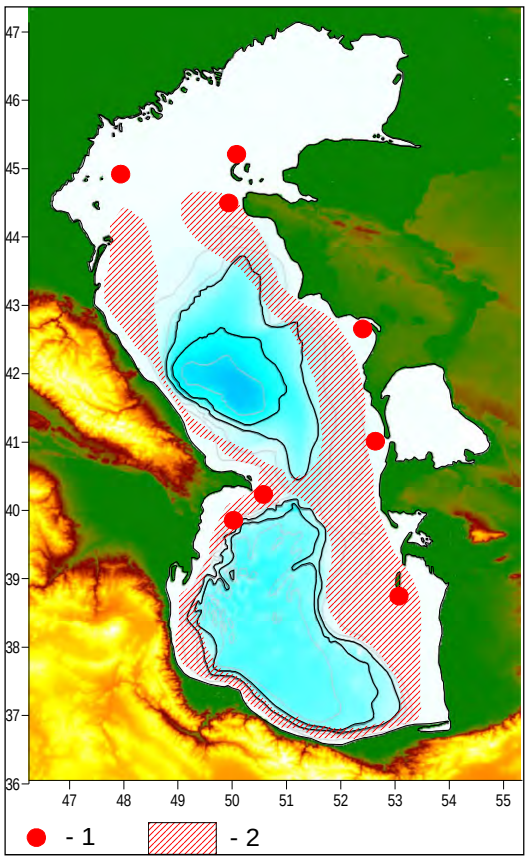


Рисунок 3.7.7.1. Распределение каспийского тюленя по акватории моря в нагульный период (май-сентябрь). 1 – летние лежбища, 2 – районы нагула

Ареал размножения тюленя постепенно переместился в северо-восточные районы Северного Каспия, где глубины в настоящее время не превышают 5 м.

В начале XX столетия численность популяции каспийского тюленя достигала 1 миллиона голов. В 90-е гг. XX в., по данным аэрофотосъемки, на ледовых залежках Северного Каспия щенилось около 46,8 тыс. самок. С учетом того, что каждая самка приносит одного детеныша, приплод составлял 46,8 тыс. бельков (Ноздрина Л. Ю., Зайцев В.Ф., Мелякина Э. И., 2010).

С 2004 г. оценкой численности популяции тюленей занималась международная группа ученых из Казахстана, России, Великобритании и Швеции. Общая численность популяции тюленей с 2004 по 2008 г., по оценкам этой группы, составила около 100 тыс. особей (Отчет CISS, 2007). Общее количество щенящихся самок снизилось с 46,8 тыс. голов в 1989 г. до 21 тыс. (в 2005 г.). В последующие годы это количество составляло:

- 2005 - 2006 гг.: 19 000;
- 2006 - 2007 гг.: 7 000;
- 2007 - 2008 гг.: 6 000;
- 2008 - 2009 гг.: 19 000;

- 2009 - 2010 гг.: 7 000;
- 2010 - 2011 гг.: 21 000;
- 2011 - 2012 гг.: 16 000.

Из приведенных цифр видно, что популяция каспийского тюленя находится в напряженном состоянии. Негативные процессы в популяции диагностированы как «кумулятивный токсикоз» (Харконен и др., 2008), из-за развития инфекционных заболеваний отмечены случаи массовой гибели тюленя. Самая большая потеря была в 2000 году, когда погибло около 10 тысяч тюленей. После этого ежегодно обнаруживается где-то около 200-300 погибших особей. Погибшие тюлени обычно обнаруживаются в период после схода льда (начало апреля - середина мая).

Оценки численности каспийского тюленя, полученные российскими учеными противоречат оценкам европейских специалистов. Так, в феврале 2012 г. сотрудники Каспийского научно-исследовательского института рыбного хозяйства (КаспНИРХ, г. Астрахань) совместно с сотрудниками ОАО «Гипрорыбфлот» (г. Санкт-Петербург) при финансовой поддержке Федерального агентства по рыболовству РФ провели отдельную мультиспектральную инструментальную авиаучётную съёмку приплода каспийского тюленя. После обработки результатов исследований численность тюленя была определена в 270 тысяч экземпляров, при минимальной границе в 243 тыс. экземпляров, максимальной – 350 тысяч экземпляров (Черноок и др., 2015, Кузнецов, 2017).

В настоящее время численность тюленя далека от максимальной. Тюлень, согласно распоряжению Правительства РФ от 18.11.2017 г. № 2569-р, является промысловым объектом, но на протяжении последнего десятилетия промысел не ведется по экономическим причинам. Состояние промыслового флота, затраты на топливо и инвентарь, в сочетании с высокими экономическими и личными рисками, препятствуют организации эффективного промысла. Хотя разрешенный Правилами рыболовства промысел может вестись в предзимний и зимний период, зимой – по льду.

По данным КаспНИРХ, запасы основной пищи тюленей – каспийской кильки – в настоящее время восстанавливаются и могут обеспечить устойчивое существование современной популяции тюленей и ее устойчивый рост.

Естественные колебания численности тюленя связаны с изменением кормовой базы, распространением в популяции заболеваний. В определенной степени теплые зимы, когда достаточного количества льда в северной части моря не образуется, также неблагоприятно сказываются на численности популяции. В такие годы почти отсутствует пополнение, тюлени скапливаются на островах, где имеет место повышенная гибель: животные страдают от скученности, паразитов, неблагоприятных гидрометеоусловий.

Однако, несмотря на наметившиеся тенденции улучшения состояния популяции, для ее сохранения на нынешнем уровне и обеспечения ее роста необходимо безусловное выполнение условий Соглашения о сохранении и рациональном использовании водных биологических ресурсов Каспийского моря, подписанного всеми пятью государствами Каспийского региона, направленных на защиту тюленей и среды их обитания.

Лицензионная территория месторождения Каламкас-море

Лицензионная территория Каламкас-море и ледовые пути доступа к ней от базы поддержки морских операций Баутино находятся в зоне потенциального размещения зимних лежек тюленей. Места максимальной концентрации тюленей могут меняться в зависимости от конкретной ледовой обстановки, но, в любом случае, пути доступа к акватории месторождения Каламкас-море могут проходить через участки зимнего размножения

тюленей и для них необходима разработка и реализация комплекса защитных мероприятий на этапе реализации проекта.

Наблюдения за состоянием популяции каспийского тюленя на территории месторождения Каламкас-море с различной степенью детальности ведутся с начала мониторинга за биологическими ресурсами в пределах Казахстанского сектора Каспийского моря с конца прошлого века. В последнее время эти наблюдения приобрели регулярный характер по схеме весна-лето-осень.

Так, весной 2018 г. на постоянных станциях мониторинга в акватории месторождения было отмечено наличие 8 особей тюленей, средняя численность по станциям составила 0,53, встречаемость 53%.

Летом 2018 г. в акватории месторождения было отмечено наличие 8 особей тюленей, средняя численность по станциям составила 0,53, встречаемость 53%.

Статистика встреч тюленей на акватории месторождения за 2015-2019 гг. приведена в табл. 3.7.7.1.

Таблица 3.7.7.1 Статистика наблюдений за тюленями на мониторинговых станциях лицензионной территории Каламкас-море за 2015-2019 гг.

	Весна			Лето			Осень			Всего
	Кол-во, особь	Ср. по станциям	Встре-чаемость, %	Кол-во, особь	Ср. по станциям	Встре-чаемость, %	Кол-во, особь	Ср. по станциям	Встре-чаемость, %	
2019 г.	3	0,2	20	9	0,6	60	5	0,3	33,3	17
2018 г.	8	0,53	53	3	0,08	8,3	4	0,27	20	15
2017 г.	1	0,06	6	3	0,2	20	1	0,06	6,3	5
2016 г.	1	0,04	4	1	0,07	6,7	10	0,4	40	12
2015 г.	2			7			4			13
Всего	15			23			24			62

Как следует из приведенной таблицы, максимальная численность по акватории отмечалась осенью 2016 г., весной и летом 2018 г., какой-либо закономерности в зависимости от сезона не наблюдается, встречаемость колеблется от 4% до 40% и, целом, сходна с другими участками акватории Северного Каспия.

Трасса трубопровода Каламкас-Бузачи

По трассе будущего трубопровода осенью 2017 было отмечено 9 особей тюленей, среднее по станциям 0,25, встречаемость 25%.

Весной 2018 г. тюлени по трассе не отмечались.

Летом 2018 г. было отмечено 3 особи тюленей, среднее по станциям 0,08, встречаемость 8,3%.

3.7.8. Животный мир прибрежной части суши

Район проводимых исследований, как и весь полуостров Бузачи, согласно зоогеографическому районированию (Атлас КазССР, 1982; Нац. атлас РК, 2010) относится к Пустынной ландшафтной зоне, Средиземноморской подобласти, Ирано-Туранской провинции, Туранскому округу, Устюртскому участку, который характеризуется резко континентальным климатом и высокой степенью аридизации.

Большая часть территории, по которой проходит трасса проектируемого трубопровода представлена пустынными биотопами, основными из которых являются:

1. Современная приморская равнина с луговой растительностью и солянками.
2. Солончак обыкновенный с сарсазановыми сообществами.
3. Супесчаная пологоволнистая равнина с комплексной полукустарниковой полынной и многолетне-солянковой растительностью.

3.7.8.1. Энтомофауна

Район проводимых исследований, как и весь полуостров Бузачи, согласно принятой схеме энтомо-географического деления территории Казахстана, относится к равнинной подобласти Туранской пустынной провинции (Крыжановский, 1965; Емельянов, 1974, и др.). Характеристика энтомофауны дана по результатам полевых исследований 2017-2018 гг., выполненных специалистами ТОО «Казэкопроект».

Всего за период исследований было выявлено:

- Осень 2017 г. – 47 видов;
- Весна 2018 г. – 41 вид.

Соотношение количества зарегистрированных видов беспозвоночных в зависимости от сезона приведено в табл. 3.7.8.1.

Таблица 3.7.8.1 Общее количество видов зарегистрированных беспозвоночных по сезонам

Сезон	Классы	Отряды	Семейства	Виды
Осень 2017 г.	3	13	26	47
Весна 2018 г.	3	11	27	41

Систематическая принадлежность представителей энтомофауны (на уровне отряда) и видовое обилие беспозвоночных *(Invertebrata)* по отрядам в % по сезонам наблюдений приведено на рис. 3.7.8.1.

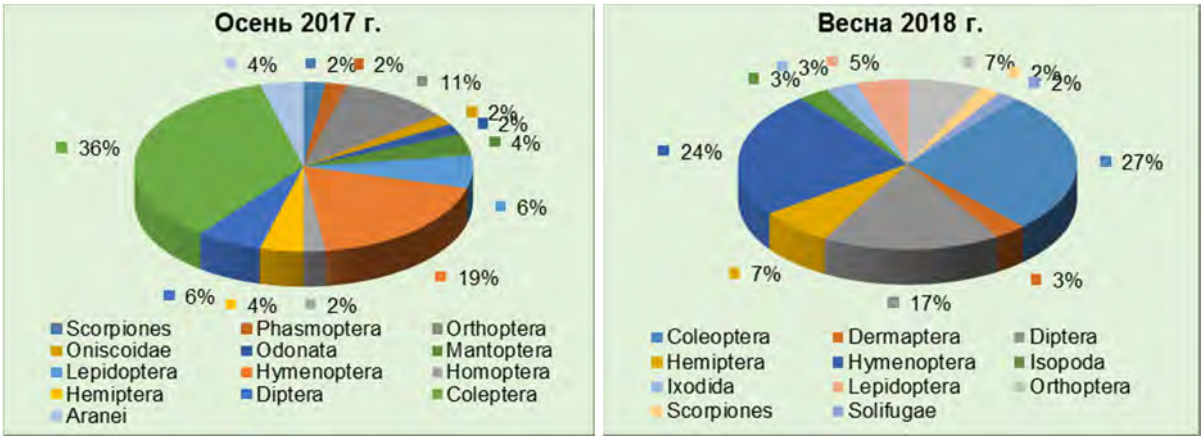


Рисунок 3.7.8.1. Систематическая принадлежность представителей энтомофауны (на уровне отряда) и видовое обилие беспозвоночных (Invertebrata) по отрядам в %

Динамика распределения беспозвоночных животных по мере удаления от морского побережья к материку носит мозаичный изменчивый характер и зависит от состава почв, плотности и состава растительности, увлажнения, а также пересеченности рельефа местности.

Количество зарегистрированных на станциях наблюдений 2017-2018 гг. видов беспозвоночных в зависимости от сезона в характерных биотопах приведено в табл. 3.7.8.2.

Таблица 3.7.8.2 Распределение беспозвоночных в биотопах трассы трубопровода

Сезон	Биотоп	Семейства	Виды
Осень 2017 г.	Современная приморская равнина с луговой растительностью и солянками	36	58
	Солончаки обыкновенные с сарсазановыми сообществами	22	34
	Супесчаная пологоволнистая равнина с полынной и многолетне-солянковой растительностью	26	41
Весна 2018 г.	Современная приморская равнина с луговой растительностью и солянками	13	20
	Солончаки обыкновенные с сарсазановыми сообществами	11	17
	Супесчаная пологоволнистая равнина с полынной и многолетне-солянковой растительностью	16	21

Наиболее богатое разнообразие беспозвоночных отмечалось осенью 2017 г. в биотопах современной приморской равнины с луговой растительностью и солянками.

По результатам выполненных исследований следует вывод о том, что основной фон насекомых на исследуемой территории составляют представители широко распространенных (эвритопных) видов и групп, способных питаться растительной и смешанной пищей, или виды-хищники присущие пустынным (аридным) биотопам.

3.7.8.2. Земноводные и пресмыкающиеся

Район проводимых исследований, как и весь полуостров Бузачи, согласно зоогеографическому районированию (Нац. атлас РК, 2010) относится к Пустынной ландшафтной зоне, Средиземноморской подобласти, Ирано-Туранской провинции, Туранскому округу, Устюртскому участку.

Согласно литературным данным и фондовым материалам ТОО «SED», герпетофауна участка прохождения проектируемого трубопровода и прилежащих территорий представлена 1 видом земноводных и не менее чем 19 видами пресмыкающихся:

В аридной зоне рассматриваемого района земноводные представлены всего I видом – зеленой жабой. Однако она здесь распространена повсеместно и достаточно обычна.

Что касается пресмыкающихся, то они занимают ведущее место среди наземных позвоночных животных аридной полосы. На окружающей территории зарегистрировано обитание 19 видов, привязанных, в основном, к глинисто-песчаным биотопам, такырам, закрепленным и полузакрепленным пескам.

В табл. 3.7.8.3 приведены основные виды земноводных и пресмыкающихся на территории западного побережья полуострова Бузачи по данным ТОО «Казэкопроект», весна 2018 г.

Таблица 3.7.8.3 Распределение земноводных и рептилий

Станция	Вид	Учет, особей/100 м маршрута
KAL-BS-01	Такырная круглоголовка	0,8
KAL-BS-02	Среднеазиатская черепаха	1,6
	Степная агама	0,4
KAL-BS-03	Такырная круглоголовка	0,4
KAL-BS-04	Разноцветная ящурка	0,4
KAL-BS-05	Такырная круглоголовка	0,4
KAL-BS-06	Такырная круглоголовка	0,6
KAL-BS-07	Среднеазиатская черепаха	0,8
KAL-BS-08	Степная агама	1,2
KAL-BS-09	Разноцветная ящурка	0,4
KAL-BS-10	Степная агама	0,4
KAL-BS-11	Среднеазиатская черепаха	0,4
KAL-BS-12	Среднеазиатская черепаха	0,6
	Степная агама	1,2
	Быстрая ящурка	0,6

Станция	Вид	Учет, особей/100 м маршрута
KAL-BS-13	Среднеазиатская черепаха	1,4
	Степная агама	0,8
	Разноцветная ящурка	0,8
	Быстрая ящурка	0,6

Примечание: *отс. – отсутствует в данном регионе;*
- – отсутствует в учетах.

Обычными и многочисленными в данной местности являются различные виды ящериц – агамы, ящурки, круглоголовки (до нескольких десятков особей на 1 га), среднеазиатская черепаха, из змей – стрела-змея (около 5 особи/га), полозы. *Четырехполосый полоз* – наиболее редкий вид (не более 1 особи/га), занесенный в Красную книгу Казахстана.

Пресмыкающиеся и земноводные характеризуются высокой степенью восприимчивости к негативному влиянию хозяйственной деятельности человека, приводящей к загрязнению, нарушению и исчезновению почвенного и растительного покрова, гибели основного корма – беспозвоночных животных.

Согласно результатам, проведённых ТОО «Казэкопроект» экологических исследований (осень 2017 и весна 2018 годов), герпетофауна участка прохождения проектируемого трубопровода и прилежащих территорий представлена: 1 видом земноводных и не менее чем 19 видами пресмыкающихся:

Земноводные AMPHIBIA

Отряд Бесхвостые земноводные Anura Rafinesque, 1815:

1. Жаба зеленая (*Bufo (Pseudepidalea) viridis*).

Пресмыкающиеся REPTILIA

Отряд Черепахи Testudines Batsch, 1788:

1. Степная черепаха (*Agrionemys horsfieldii*).

Отряд Ящерицы Sauria Mccartney, 1822:

1. Агама степная (*Trapelus sanguinolentus*).
2. Круглоголовка такырная (*Phrynocephalus helioscopus*).
3. Быстрая ящурка (*Eremias velox*).
4. Разноцветная ящурка (*Eremias arguta*).
5. Каспийский геккон (*Cyrtopodion caspium*).

Отряд Змеи Serpentes Linnaeus, 1758:

1. Полоз узорчатый (*Elaphe dione*).
2. Полоз Палласов (*Elaphe sauromates*).
3. Стрела-змея (*Psammophis lineolatus*).
4. Щитомордник обыкновенный (*Gloydius halys*).
5. Удавчик песчаный (*Eryx miliaris*).
6. Уж водяной (*Natrix tessellata).*

3.7.8.3. Млекопитающие

Список млекопитающих этой части полуострова Бузачи насчитывает, по разным данным, около 40 видов, из них 8 видов внесены в Красную книгу Казахстана и Международный (МСОП) Красный список. Это перевязка (*Vormela peregusna*), барханный кот (*Felis margarita*), манул (*Felis (Otocolobus*) *manul),* каракал (*Lynx (Caracal) caracal*), джейран (*Gazella subgutturosa*), устюртский горный баран (*Ovis vignei arkal*), туркменский кулан

(*Equus hemionus onager*) и сайга (*Saiga tatarica*) (только в Международный (МСОП) Красный список). Эти виды не являются объектами охоты человека, и основным лимитирующим фактором для них является резкое сокращение площадей местообитаний. Сайга еще недавно была промысловым видом, но ввиду резкого уменьшения ее численности в 2012 г. было принято Постановление Правительства Республики Казахстан (от 25 июля 2012 года № 969) «О введении запрета на пользование сайгаками, их частями и дериватами на всей территории Республики Казахстан до 2020 года, кроме использования в научных целях».

Наиболее широко представлена группа грызунов – 17 видов, 7 видов, из которых являются носителями чумы. Численность грызунов, по сведениям противочумной службы в последние годы относительная низкая, постепенно возрастает. О чем косвенно свидетельствует довольно высокая численность корсака и лисицы – 2 особи на 10 км маршрута. Также в этих районах довольно высока численность зайца-толая (табл. 3.7.8.4).

Таблица 3.7.8.4 Видовой состав млекопитающих Северо-Восточного Каспия

Отряд, вид	Период активности	Относительная численность	Примечание
1	2	3	4
Отряд Насекомоядные			
1. Ушастый еж	IY-X	Обычен	
2. Длинноиглый еж	IY-X	Редок	
3. Малая белозубка	I-XII	Редок	
4. Пегий путорак	I-XII	Редок	
Отряд Рукокрылые			
5. Усатая ночница	IY-X	Редок	
6. Поздний кожан	IY-X	Обычен	
7. Двухцветный кожан	IY-X	Редок	
8. Пустынный кожан	IY-X	Редок	
Отряд Хищные			
9. Волк	I-XII	Обычен	Промысл. вид
10. Корсак	I-XII	Обычен	Промысл. вид
11. Лисица	I-XII	Обычен	Промысл. вид
12. Ласка	I-XII	Редок	
13. Степной хорек	I-XII	Обычен	Промысл. вид
14. Перевязка	I-XII	Редок	Красная книга
15. Степная кошка	I-XII	Редок	
16.Барханный кот	I-XII	Редок	Красная книга
17. Манул	I-XII	Редок	Красная книга
18. Каракал	I-XII	Редок	Красная книга
Отряд Парнокопытные			
19. Джейран	I-XII	Редок	Красная книга
20. Сайга	I-XII	Редок	МСОП Красный список
21. Устюртский горный баран	I-XII	Редок	Красная книга
Отряд Непарнокопытные			
22. Кулан (туркменский подвид)	I-XII	Редок	Красная книга
Отряд Грызуны			
23. Желтый суслик	III-YII	Редок	
24. Малый суслик	IY-YII	Редок	
25. Малый тушканчик	IY-X	Редок	
26. Большой тушканчик	IY-X	Редок	
27. Тушканчик Северцова	IY-X	Редок	
28. Тушканчик-прыгун	IY-X	Редок	Носитель чумы
29. Тарбаганчик	IY-X	Редок	Носитель чумы
30. Емуранчик	IY-X	Редок	
31. Мохноногий тушканчик	IY-X	Обычен	Носитель чумы
32. Серый хомячок	I-XII	Обычен	Носитель чумы
33. Общественная полевка	I-XII	Редок	

Отряд, вид	Период активности	Относительная численность	Примечание
1	2	3	4
34. Обыкновенная слепушонка	I-XII	Обычен	
35. Краснохвостая песчанка	I-XII	Редок	Носитель чумы
36. Полуденная песчанка	I-XII	Обычен	Носитель чумы
37. Большая песчанка	I-XII	Обычен	Носитель чумы
38. Домовая мышь	I-XII	Обычен	
39. Серая крыса	I-XII	Редок	
Отряд Зайцеобразные			
40. Заяц-толай	I-XII	Обычен	

По данным противочумных станций численность песчанок в различных районах региона колеблется от 0,5 до 6,0 особей/га.

В то же время в зонах периодического затопления млекопитающие почти отсутствуют по естественным причинам, а на территориях, подвергнутых антропогенному воздействию за счет опустынивания и изменения естественных мест обитания. Исключение составляют возвышенные участки (временные островки), где могут находиться норы таких грызунов как песчанки и тушканчики. Участки, подвергнутые антропогенному воздействию, т.е. дамбы, насыпи дорог, отвалы и т.д., используются ими, что в какой-то мере приводит к расселению этих животных и, как следствие, к потенциальной опасности заражения чумой.

Из охотничье-промысловых видов, обитающих в зоне воздействия проектируемого Терминала сырой нефти, можно назвать следующих: *заяц-песчаник*, *желтый суслик*, *волк*, *лисица*, *корсак*, *степной хорек*, *пятнистая кошка*.

3.7.8.4. Птицы

Исследуемый участок, как и весь полуостров Бузачи, согласно орнитогеографическому делению территории Казахстана, относится к Устюртскому пустынному орнитогеографическому району (Долгушин, 1960, Ковшарь, 2006, 2008). В соответствии с ландшафтно-климатическими условиями комплекс пустынных птиц, на рассматриваемой территории, составляют обитатели плоских равнин с разреженной растительностью. Природные ландшафты глинистой пустыни населяют чернобрюхий рябок, саджа, джек, каспийский и толстоклювый зуйки, серый жаворонок. Это «такырный» комплекс птиц. Из группы пустынно-степных и степных птиц встречаются авдотка, степной орел, курганник, удод, хохлатый, степной и малый жаворонки и каменка плясунья. На щебнистых участках добавляются двупятнистый жаворонок, белогорлый рогатый жаворонок, полевой конек. При наличии кустарников (тамариска, курчавки, кустарникового вьюнка и боялыча), появляется пустынная славка, южная бормотушка, пустынный сорокопут и желчная овсянка. При вертикальном расчленении рельефа, как среди глинистых, так и каменистых территорий встречаются кеклик, балобан, беркут, пустынный сыч, филин, черный стриж, ворон, каменный воробей. На большей части исследованной территории доминируют жаворонки различных видов, причем в разных биотопах преобладает один-два вида.

Особенно следует обратить внимание на прилегающую непосредственно к исследуемой территории, прибрежную зону Каспийского моря. Здесь проходит одно из мощнейших русел пролета, где в период миграций пролетает транзитом или задерживается на какое-то время на отдых и кормёжку, колоссальное количество водоплавающих и околоводных птиц. Всего в Северо-Восточном Прикаспии по литературным данным зарегистрировано около 300 видов птиц, из которых 110 гнездится, 76 – зимует, а остальные виды встречаются в период сезонных миграций (Карелин, 1883; Бостанжогло, 1911; Гаврилов. 1999; Гисцов, 1991, 2001).

По данным наблюдений за орнитофауной непосредственно по трассе трубопровода в 2017-2018 гг. было зарегистрировано (ТОО «Казэкопроект»):

- осенью 2017 г. – 67 видов птиц, относящихся к 11 отрядам и 25 семействам: Поганкообразные (Podicipediformes) – 1 вид; Веслоногие (Pelecaniformes) – 1; Аистообразные (Ciconiformes) – 1; Гусеобразные (Anseriformes) – 10; Хищные птицы (Falconiformes) – 7; Курообразные (Galliformes) – 1; Журавлеобразные (Gruiformes) – 3; Ржанкообразные (Charadriformes) – 7; Голубеобразные (Columbiformes) – 2; Совы (Strigiformes) – 1; Воробьинообразные (Passeriformes) – 33;
- весной 2018 г. – 105 видов птиц, относящихся к 13 отрядам и 30 семействам: Поганкообразные (Podicipediformes) – 1 вид; Веслоногие (Pelecaniformes) – 1; Фламингообразные (Phoenicopteriformes) – 1; Аистообразные (Ciconiformes) – 4; Гусеобразные (Anseriformes) – 9; Хищные птицы (Falconiformes) – 8; Ржанкообразные (Charadriformes) – 33; Голубеобразные (Columbiformes) – 2; Совы (Strigiformes) – 1; Воробьинообразные (Passeriformes) – 42.

3.7.8.5. Редкие и исчезающие виды

Млекопитающие

Длинноиглый еж (Hemiechinus hypomelas) – эндемик региона, зимоспящий вид, ведет ночной образ жизни. В помете 6 ежат, питается насекомыми и их личинками. Обитатель пересеченной местности.

Пегий путорак (Diplomesodon pulchellum) – обитатель песчаных пустынь, размножаются с марта по октябрь, в году более двух пометов, в выводке до пяти детенышей. Численность определяется чаще по погодкам хищных птиц. Основные объекты питания – насекомые и их личинки.

Перевязка (Vormela peregusna) – редкий вид семейства куньих, живет оседло, активность круглогодичная (Красная книга Казахстана, 2010). В помете до 8 детенышей. Численность колеблется в зависимости от основных объектов ее питания – сусликов и песчанок. В исследуемом регионе встречается в наземных ценозах на колониях песчанок.

Джейран (Gazella subgutturosa) – антилопа средних размеров, масса до 35 кг (Красная книга Казахстана, 2010). В помете 1-2 детеныша, питается травянистыми растениями и листьями кустарника. Наиболее высокая численность этого вида в Казахстане на полуострове Бузачи – до 20 тысяч особей.

Птицы, занесенные в Красную книгу РК

Степной орел (Aquila nipalensis) – Перелетная птица. Встречается с конца марта до ноября. Гнезда чаще всего располагаются на земле, реже на скалах или на небольших деревьях и кустах.

Орлан- белохвост (Haliaeetus albicilla) – Перелетная птица. Гнездится на водоемах с древесной растительностью в Балхаш-Алакольской котловине, Наурзуме, возможно, в Зайсанской котловине и на Урале. На пролете и кочевках встречается повсеместно.

Стрепет (Otis tetrax) – Перелетная птица. Гнездится в северной половине Казахстана, к югу - до Камыш-Самарских озер, устьев Урала, Эмбы, района Байконура, Карсакпая, Семипалатинска, а также по предгорьям Алтая, Джунгарского Алатау и Тянь-Шаня. Населяет равнинные и слабохолмистые степи и полупустыни.

Черноголовый хохотун (Larus ichthyaetus) – Перелетная птица. Спорадично гнездится на-водоемах в южной половине Казахстана, к северу до оз. Жарколь (Наурзумский заповедник) и оз. Тенгиз. На кочевках и пролете встречается повсеместно.

Филин (Bubo bubo) – Живет оседло, постоянными парами. К гнездованью приступают в марте. Питаются мелкими млекопитающими (до зайца) и птицами.

Фламинго (Phoenicopterus roseus). Редкая гнездящаяся перелетная птица. Гнездится на сильносоленых и мелководных озерах, где обитает рачок *Artemia salina,* являющийся основным кормом для фламинго. Осенняя миграция протекает в сентябре - октябре. Случайные птицы задерживаются до замерзания водоемов.

Каравайка (Plegadis falcinellus) – редкая или случайная гнездящаяся перелетная птица. Селится на редко посещаемых человеком озерах, речных протоках и островах Каспийского моря с обильными зарослями тростника, деревьями, кустарником и расположенным поблизости мелководьем

Чернобрюхий рябок (Pterocles orientalis) – обычная, в отдельных местах редкая гнездящаяся перелетная птица. Обитает в равнинных и слегка холмистых полынных глинистых пустынях, где предпочитает щебнистые или галечные участки; в песчаных полынно-травяных пустынях и в солончаковых пустынях; не далее, чем в 60-80 км до ближайших источников пресной или соленой воды.

За период полевых исследований 2017-18 гг. (ТОО «Казэкопроект») осенью было зарегистрировано 5 видов птиц, относящихся к 5 отрядам: Хищные птицы (Falconiformes) – 2; Журавлеобразные (Gruiformes) – 1; Ржанкообразные (Charadriformes) – 1 и Совы (Strigiformes) – 1, весной было зарегистрировано 6 видов птиц, занесенных в Красную книгу Казахстана, относящихся к 5 отрядам: Фламингообразные (Phoenicopteriformes) – 1; Аистообразные (Ciconiiformes) – 2; Ржанкообразные (Charadriformes) – 1, Рябкообразные (Pterocletiformes) – 1 и Совы (Strigiformes) – 1.

По имеющимся в литературе данным, на территории по которой будет проложен трубопровод, кроме перечисленных выше птиц, гнездятся или могут залетать также следующие особо охраняемые виды, внесенные в Красную книгу Казахстана: кудрявый пеликан (*Pelecanus crispus*), розовый пеликан (*Pelecanus onocrotalus*), колпица (*Platalea leucorodia*), малая белая цапля (*Egretta garzetta*), желтая цапля (*Ardeola ralloides*), черный аист (*Ciconia nigra*), лебедь кликун (*Cygnus cygnus*), малый лебедь (*Cygnus bewickii*), белоглазая чернеть (*Aythya niroca*), савка (*Oxyura leucocephala*), скопа (*Pandion haliaetus*), змееяд (*Circaetus gallicus*), орел-карлик (*Aquila pennatus* син. *Hieraaetus pennatus*), могильник (*Aquila heliaca*), беркут (*Aquila chrysaetos*), стервятник (*Neophron percnopterus*), сапсан (*Falco peregrinus),* джек (*Chlamydotis undulata), саджа (Syrrhaptes paradoxus), орлан-долгохвост (Haliaeetus leucoryphus), балобан (Falco cherrug),* журавль-красавка (*Anthropoides virgo*), серый журавль (*Grus grus*), султанка (*Porphyrio porphyrio),* дрофа (*Otis tarda*), кречетка (*Chettusia gregaria*).

Пресмыкающиеся

Четырехполосый (Палласов) полоз (Elaphe quatuorlineata) – малоизученный вид, занесен в Красную книгу Казахстана, 2010). Один из двух видов рода в фауне Казахстана. Обитает в различных пустынях. На Мангышлаке встречается чаще всего на колонии большой песчанки. Полезен уничтожением вредных грызунов. Основным лимитирующим фактором является выпас скота, истребление человеком.

Энтомофауна

На обследованной территории осенью 2017 г. отмечена боливария короткокрылая, или боливария полынная (*Bolivaria brachyptera*) которая обитает в злаково-полынных пустынях в сочетании с элементами полынных и солянковых пустынь северо-туранского типа, на склонах байраков, оврагов и холмов с разреженной степной растительностью и в тугайных лесах. Держатся на поверхности почвы, иногда - на кустах полыни и сухих стеблях трав. Вид, численность которого сокращается в местах перевыпаса скота. На полынных равнинах встречаются единичные особи. Присвоен охранный статус в Красной книге Казахстана как

сокращающийся в численности вид (Красная книга Казахстана, 2006) и является видом подлежащем охране.

3.7.8.6. Опасные для человека виды

На территории проектируемой трассы трубопровода встречаются виды, могущие представлять опасность для работающего персонала, к которым относятся ядовитые представители фауны, а также животные, могущие быть переносчиками возбудителей инвазий многих опасных инфекционных заболеваний.

К **ядовитым** видам относится желтый скорпион (*Mesobuthus eupeus*), укус которого может привести к заболеванию и временной нетрудоспособности человека.

Ядовитые пресмыкающиеся представлены щитомордником (*Gloydius halys*) и степной гадюкой. Яд обладает гемолитическим, некротизирующим и шокогенным действием. Для взрослого человека укус не смертелен, но может быть причиной гибели маленьких детей.

Для минимизации опасности для жизни рабочего персонала, необходимо соблюдение техники безопасности поведения при встрече с ядовитыми змеями. Возможно, есть необходимость проведения разъяснительных лекций с рабочими, задействованными непосредственно при строительстве трубопровода и его обслуживающего персонала, а также выпуск методических рекомендаций.

Определенную опасность имеют **клещевые инфекции**, переносчиками которых являются иксодиды (*Ixodida, Hyalomma sp.*), отмеченные на территории исследований, имеющие эпизоотическое и эпидемическое значение в поддержании природных очагов бактериальных зоонозов.

Район проектируемых работ входит в зону природных очагов чумы, переносчиком которой могут выступать многочисленные грызуны, широко распространенные в регионе.

3.7.9. Радиационная обстановка

Радиационная обстановка описываемой территории приводится по данным Информационного бюллетеня о состояние окружающей среды за 2022 г.

3.7.9.1. Радиационный гамма-фон

Наблюдения за уровнем гамма излучения на местности в Мангистауской области в 2022 г. осуществлялись ежедневно на 4-х метеорологических станциях (Актау, Форт-Шевченко, Жанаозен, Бейнеу), хвостохранилище Кошкар-Ата и на 2-х автоматических постах наблюдений за загрязнением атмосферного воздуха г. Жанаозен.

Средние значения радиационного гамма-фона приземного слоя атмосферы по населенным пунктам области находились в пределах 0,05 – 0,15 мкЗв/ч. В среднем по области радиационный гамма-фон составил 0,11 мкЗв/ч и находился в допустимых пределах.

3.7.9.2. Плотность радиоактивных выпадений в приземном слое атмосферы

Контроль за радиоактивным загрязнением приземного слоя атмосферы на территории Мангистауской области в 2022 г. осуществлялся на 3-х метеорологических станциях (Актау, Форт-Шевченко, Жанаозен) путем отбора проб воздуха горизонтальными планшетами. На станциях проводился пятисуточный отбор проб.

Среднесуточная плотность радиоактивных выпадений в приземном слое атмосферы на территории области колебалась в пределах 1,0 – 5,4 Бк/м^2.

Средняя величина плотности выпадений по области составила 1,7 Бк/м^2, что не превышает предельно-допустимый уровень.

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 возможного воздействия выполняется по следующей схеме:

Выявление воздействий → Учет возможного снижения уровня воздействия и предотвращение некоторых негативных воздействий → Оценка значимости остаточных воздействий

Проведение оценки возможного воздействия основывается на совместном изучении следующих материалов:

- технических решений, заложенных в проектах;
- современного состояния окружающей среды района работ.

При проведении оценки возможного 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, полученного при выполнении аналогичных проектов и знания 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		

В таблице 4.1.2 представлены количественные характеристики критериев оценки, которые были приняты при разработке данного Отчета о возможных воздействиях к «Проекту разработки месторождения (ПРМ) Каламкас-море».

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
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 ППЭ на компоненты социально-экономической и окружающей среды.

В процессе оценки воздействия на окружающую среду при подготовке Отчета о возможных воздействиях проведено подробное изучение и описание возможных существенных воздействий. Все воздействия, оказываемые на компоненты окружающей природной и социальной среды при осуществлении планируемой деятельности в штатном режиме, будут не существенными.

Подробное описание воздействий на компоненты природной среды (атмосферный воздух, поверхностные воды, геологическую среду, подземные воды, почвенный и растительный покров, животный мир, а также воздействие водохозяйственной деятельности, отходов производства и потребления, физических факторов) представлено далее.

4.2. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

В настоящем разделе приводятся характер и ожидаемые масштабы воздействия на атмосферный воздух с учетом их вероятности, продолжительности и частоты, предполагаемые объемы и качественная характеристика выбрасываемых загрязняющих веществ в результате осуществления намечаемой деятельности, для эксплуатации объектов месторождения Каламкас-море на море и суше.

Для оценки применялись максимальные значения выбросов на основании значений, рассчитанных согласно нормативно-методическим документам Республики Казахстан по материалам доконцептуального проектирования и проектов-аналогов (ранее разработанных ОВОС, ООС к проектам стадии ОПР месторождений, проектов нормативов допустимых выбросов).

Для настоящей оценки в качестве наихудшего случая применялись максимальные значения выбросов из возможных.

Количественные и качественные значения выбросов, полученные в результате данной оценки, являются предварительными и ориентировочными, будут уточняться на последующих этапах проектирования.

4.2.1. Критерии для определения загрязнения атмосферного воздуха

В настоящее время отсутствуют законодательно установленные экологические нормативы качества, достижение и поддержание которых является необходимыми для обеспечения

благоприятной окружающей среды (растительность и животный мир). До их разработки и утверждения, воздействие на качество атмосферного воздуха оценивается по утвержденным в РК предельно допустимым концентрациям (ПДК) загрязняющих веществ (ЗВ), определенным для населенных мест. При отсутствии ПДК применяются ориентировочно безопасные уровни воздействия (ОБУВ) (Гигиенические нормативы (ГН) № КР ДСМ-70).

По степени воздействия, на организм человека загрязняющие вещества согласно ГН № КР ДСМ-70 подразделяются на 4 класса опасности: *1 класс – вещества чрезвычайно опасные; 2 класс – вещества высоко опасные; 3 класс – вещества умеренно опасные; 4 класс – вещества мало опасные*.

Область воздействия в соответствии со ст.202 Экокодекса РК определяется путем моделирования рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ.

Согласно санитарным нормам РК на границе СЗЗ и в жилых районах приземная концентрация ЗВ не должна превышать 1 $ПДК_{мр}$ или 0.8 $ПДК_{мр}$, – для территорий с повышенными требованиями к охране атмосферного воздуха согласно п.23 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» № 63 от 10 марта 2021 г.

4.2.2. Обоснование предельных количественных и качественных показателей выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Нефтяное месторождение Каламкас-море расположено в северной части Каспийского моря, на расстоянии приблизительно 130 км к юго-западу от существующего месторождения Кашаган. Ближайшей точкой суши является полуостров Бузачи, расположенный приблизительно в 65 км к юго-востоку от проектируемых морских объектов месторождения.

В настоящем разделе рассматриваются выбросы от объектов месторождения Каламкас-море на море и суше. Проведена оценка воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации по трем вариантам.

При этом для каждого варианта проведена оценка воздействия на атмосферный воздух в периоды максимальных выбросов при эксплуатации месторождения, включающей пуско-наладку, с учетом одновременного проведения буровых и добычных работ.

Объемы сжигания и валовые выбросы ЗВ на факелах рассчитаны по предварительным данным и являются ориентировочными.

Согласно п.3 ст.274 Экологического кодекса РК запрещается сжигание флюидов на факелах при эксплуатации скважин, за исключением случаев угрозы возникновения аварийной ситуации. При эксплуатации всех существующих и планируемых объектов Компании исключено сжигание флюидов на факелах.

Согласно п.4 ст.274 Экологического кодекса РК сжигание углеводородов на факелах при испытании скважин должно быть сведено до минимума с применением наилучшей доступной техники, являющейся наиболее безопасной для окружающей среды. Для соблюдения данного требования, по аналогу действующих морских и наземных объектов нефтедобывающих компаний, предлагается рассмотреть к исполнению факельный оголовник акустического типа и разбавление сырого газа топливным, принять достаточные высоты факельных установок

Общее максимальное ориентировочное количество выбросов ЗВ от морских и наземных объектов в период эксплуатации месторождения по вариантам разработки составит:

- *Вариант 1: 1721.976 г/с, 9216.382 т/год;*

- *Вариант 2: 1721.976 г/с, 9232.089 т/год;*
- *Вариант 3: 1720.782 г/с, 9188.114 т/год.*

Морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП)

Всего в атмосферный воздух в период эксплуатации МЛСП предположительно будут выбрасываться загрязняющие вещества *35 наименований*: из них 2 вещества - 1-го класса опасности, 8 веществ - 2-го класса опасности, 12 веществ - 3-го класса опасности и 3 вещества - 4-го класса опасности. Из них 6 веществ обладают суммирующим действием при совместном присутствии в атмосферном воздухе и образуют 5 групп суммации.

Максимальное валовое количество выбросов загрязняющих веществ от всех стационарных источников морских объектов на период эксплуатации составит:

- *Вариант 1: 236.940 г/с, 3276.438 т/год;*
- *Вариант 2: 236.940 г/с, 3276.438 т/год;*
- *Вариант 3: 235.747 г/с, 3233.064 т/год.*

По вариантам 1,2 из поступающих в атмосферу загрязняющих веществ наибольший объем выбросов от стационарных источников МЛСП приходится на оксиды азота, оксид углерода, углеводороды C_{12}-C_{19}, диоксид серы – 94 %. Объем других веществ в сумме около 6%.

По варианту 3 наибольший объем выбросов от стационарных источников МЛСП приходится на оксиды азота, оксид углерода, углеводороды C_{12}-C_{19}, диоксид серы – 95 %. Объем других веществ в сумме около 5%.

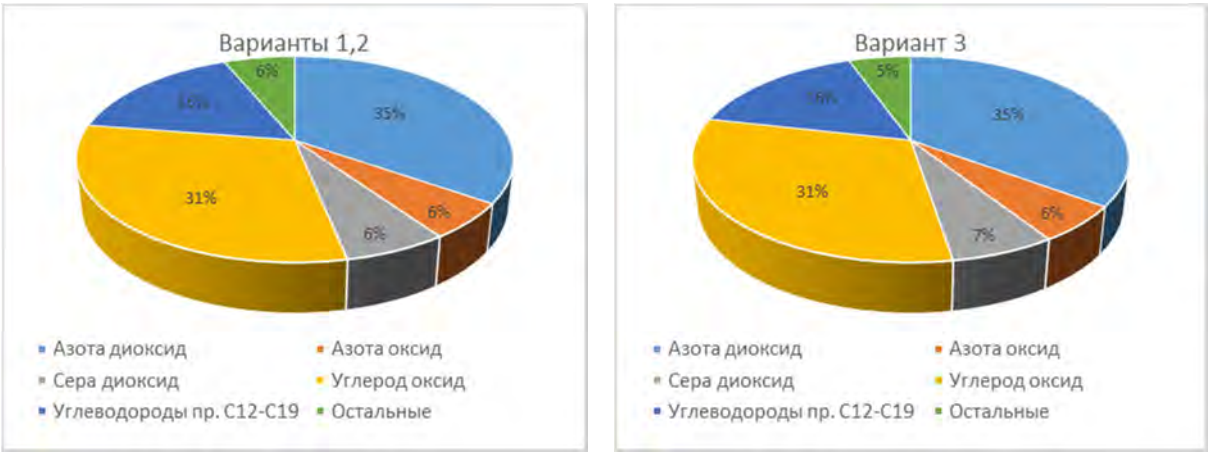


Рисунок 4.2.2.1. Доля предполагаемых выбросов основных ЗВ в составе выбросов МЛСП

Береговой технологический комплекс (БТК)

Всего в атмосферный воздух в период эксплуатации БТК предположительно будут выбрасываться загрязняющие вещества *43 наименований*: из них 1 вещество - 1-го класса опасности, 9 веществ - 2-го класса опасности, 11 веществ - 3-го класса опасности и 9 веществ - 4-го класса опасности. Из них 11 веществ обладают суммирующим действием при совместном присутствии в атмосферном воздухе и образуют 11 групп суммации.

Максимальное количество выбросов загрязняющих веществ от всех стационарных источников БТК при эксплуатации составит:

- *Вариант 1: 1485.036 г/с, 5939.944 т/год;*
- *Вариант 2: 1485.036 г/с, 5955.651 т/год;*
- *Вариант 3: 1485.036 г/с, 5955.051 т/год.*

По всем вариантам из поступающих в атмосферу загрязняющих веществ наибольший объем выбросов от стационарных источников БТК в период эксплуатации приходится на оксид углерода, оксиды азота, углеводороды C_1-C_5, углеводороды C_6-C_{10}, углеводороды C_{12}-C_{19} – 97 %. Объем других веществ в сумме около 3%.

Рисунок 4.2.2.2. Доля предполагаемых выбросов основных ЗВ в составе выбросов БТК

Ориентировочные суммарные объемы выбросов ЗВ в период эксплуатации представлены в таблице 4.2.2.1.

Ориентировочный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу по вариантам в целом по предприятию и по объектам приведен в таблицах 4.2.2.2-4.2.2.4.

Таблица 4.2.2.1 Ориентировочные предельные объемы выбросов ЗВ от объектов месторождения Каламкас-море

№ п/п	Наименование	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
		Выбросы, тонн/год	Доля вклада в суммарный валовый выброс, %	Выбросы, тонн/год	Доля вклада в суммарный валовый выброс, %	Выбросы, тонн/год	Доля вклада в суммарный валовый выброс, %
	Всего по месторождению, в том числе	**9216.382**	**100.0**	**9232.089**	**100.0**	**9188.114**	**100.0**
I	***МЛСП:***	***3276.438***	***35.6***	***3276.438***	***35.5***	***3233.064***	***35.2***
1	Технологическая зона	531.613	16.2	531.613	16.2	488.239	15.1
2	Внутрискважинные работы. Сервисное обслуживание скважин	710.973	21.7	710.973	21.7	710.973	22.0
3	Участок реагирования на нефтяные разливы	20.277	0.6	20.277	0.6	20.277	0.6
4	Баржа эвакуации	112.943	3.4	112.943	3.4	112.943	3.5
5	Зона бурения	1461.104	44.6	1461.104	44.6	1461.104	45.2
6	ЖПК типа "Нур"	439.527	13.4	439.527	13.4	439.527	13.6
II	***БТК:***	***5939.944***	***64.4***	***5955.651***	***64.5***	***5955.051***	***64.8***
1	Технологическая зона	1823.948	30.7	1823.948	30.6	1823.948	30.6
	в т.ч. Факелы ВД, НД и АНД	*587.046*	*32.2*	*587.046*	*32.2*	*587.046*	*32.2*
2	Зона инженерного обеспечения	3874.081	65.2	3874.081	65.0	3874.081	65.1
	в т.ч. ГТУ	*2665.050*	*68.8*	*2665.050*	*68.8*	*2665.050*	*68.8*
3	Наземный терминал нефти (НТН)	241.916	4.1	257.622	4.3	257.022	4.3

Таблица 4.2.2.2 Ориентировочный перечень выбросов ЗВ в целом от объектов месторождения Каламкас-море

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м^3	ПДКс.с., мг/м^3	ОБУВ, мг/м^3	Класс опасности	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
						Максимально разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год	Максимально разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год	Максимально разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0108	Барий сульфат (113*)			0.1		0.1667	0.72	0.1667	0.72	0.1667	0.72
0123	Железа оксид (274)		0.04		3	0.1177	0.226397	0.1177	0.226397	0.1177	0.226397
0126	Калий хлорид (301)	0.3	0.1		4	0.10842	0.515212	0.10842	0.515212	0.10842	0.515212
0143	Марганец и его соединения (327)	0.01	0.001		2	0.00231	0.004753	0.00231	0.004753	0.00231	0.004753
0150	Натрий гидроксид (876*)			0.01		0.0002406	0.00178592	0.0002406	0.00178592	0.0002406	0.00178592
0152	Натрий хлорид (415)	0.5	0.15		3	0.0344	0.0297216	0.0344	0.0297216	0.0344	0.0297216
0155	диНатрий карбонат (408)	0.15	0.05		3	0.000112	0.000232	0.000112	0.000232	0.000112	0.000232
0301	Азота диоксид (4)	0.2	0.04		2	314.5536472	2253.036781	314.5536472	2253.036781	314.5536472	2253.036781
0302	Азотная кислота (5)	0.4	0.15		2	0.0190664	0.1118928	0.0190664	0.1118928	0.0190664	0.1118928
0303	Аммиак (32)	0.2	0.04		4	0.0008856	0.0095652	0.0008856	0.0095652	0.0008856	0.0095652
0304	Азота оксид (6)	0.4	0.06		3	51.1060585	366.1002841	51.1060585	366.1002841	51.1060585	366.1002841
0316	Соляная кислота (163)	0.2	0.1		2	0.009079423	0.31589361	0.009079423	0.31589361	0.009079423	0.31589361
0322	Серная кислота (517)	0.3	0.1		2	0.0004806	0.003114	0.0004806	0.003114	0.0004806	0.003114
0326	Озон (435)	0.16	0.03		1	0.0000083	0.00003	0.0000083	0.00003	0.0000083	0.00003
0328	Сажа (583)	0.15	0.05		3	17.2775949	173.4090139	17.2775949	173.4090139	17.2775949	173.4090139
0330	Сера диоксид (516)	0.5	0.05		3	103.1009943	388.4615168	103.1009943	388.4615168	103.1009943	388.4615168
0333	Сероводород (518)	0.008			2	0.014929255	0.356347616	0.014929255	0.356347616	0.013630855	0.313927616
0337	Углерод оксид (584)	5	3		4	1086.092494	3692.383702	1086.092494	3692.383702	1086.092494	3692.383702
0342	Фтористый водород (617)	0.02	0.005		2	0.0052705	0.0808962	0.0052705	0.0808962	0.0052705	0.0808962
0410	Метан (727*)			50		18.3611198	27.0186802	18.3611198	27.0186802	18.3611198	27.0186802
0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)			50		37.36506311	1109.079777	37.36506311	1120.460667	36.69246311	1093.206683
0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)			30		9.3021791	314.0303773	9.3021791	318.2491273	9.2690791	316.9337294
0526	Этилен (669)	3			3	0.0009014	0.0284224	0.0009014	0.0284224	0.0009014	0.0284224
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.11720988	4.05310355	0.11720988	4.10806355	0.11659588	4.08396145
0616	Ксилол (322)	0.2			3	0.20672562	2.6967183	0.20672562	2.7139983	0.20644862	2.7033623
0620	Этилбензол (121)	0.04	0.002		2	0.02045698	0.6014382	0.02045698	0.6014382	0.02005698	0.5898624
0621	Толуол (558)	0.6			3	0.78637806	4.4959684	0.78637806	4.5305284	0.78566806	4.5052212
0703	Бенз/а/пирен (54)		0.000001		1	0.000242112	0.002682296	0.000242112	0.002682296	0.000242112	0.002682296
1001	4-Аминофенол (п-Аминофенол) (64*)			0.026		0.0128006	0.401821271	0.0128006	0.401821271	0.0128006	0.401821271

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м³	ПДКс.с., мг/м³	ОБУВ, мг/м³	Класс опасности	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
						Максимально разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год	Максимально разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год	Максимально разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1023	Диэтиленгликоль (436)		0.2		4	0.0157003	0.4937935	0.0157003	0.4937935	0.0157003	0.4937935
1040	Ацетопропиловый спирт (157)	0.2			4	0.000008	0.0000586	0.000008	0.0000586	0.000008	0.0000586
1051	Изопропиловый спирт (469)	0.6			3	0.03998	0.0720474	0.03998	0.0720474	0.03998	0.0720474
1052	Метанол (338)	1	0.5		3	2.584394	2.4857169	2.584394	2.4857169	2.584394	2.4857169
1061	Этиловый спирт (667)	5			4	0.01336	0.00731059	0.01336	0.00731059	0.01336	0.00731059
1071	Гидроксибензол (155)	0.01	0.003		2	0.0001524	0.0048084	0.0001524	0.0048084	0.0001524	0.0048084
1078	Этиленгликоль (1444*)			1		0.0012	0.000079	0.0012	0.000079	0.0012	0.000079
1129	Триэтиленгликоль (1290*)			1		0.16456	4.0984375	0.16456	4.0984375	0.16456	4.0984375
1325	Формальдегид (609)	0.05	0.01		2	2.6329965	26.2621923	2.6329965	26.2621923	2.6329965	26.2621923
1401	Ацетон (470)	0.35			4	0.017836	0.1738608	0.017836	0.1738608	0.017836	0.1738608
1408	Метилизобутилкетон (379)	0.1			4	0.9076	0.7677895	0.9076	0.7677895	0.9076	0.7677895
1716	Смесь природных меркаптанов (526)	0.00005			3	9.91006E-06	3.74001E-05	9.91006E-06	3.74001E-05	9.91006E-06	3.74001E-05
1728	Этилмеркаптан (668)	0.00005			3	0.00511627	0.022203802	0.00511627	0.022203802	0.00506157	0.020703302
1860	Триалкиламины (1223*)			0.07		0.16408	0.093142	0.16408	0.093142	0.16408	0.093142
2704	Бензин (60)	5	1.5		4	0.0082717	0.066323	0.0082717	0.066323	0.0082717	0.066323
2732	Керосин (654*)			1.2		0.0056	0.0885701	0.0056	0.0885701	0.0056	0.0885701
2735	Масло минеральное (716*)			0.05		1.6587216	40.3652454	1.6587216	40.3652454	1.6587226	40.3652434
2750	Сольвент нафта (1149*)			0.2		0.9019	2.358651	0.9019	2.358651	0.9019	2.358651
2752	Уайт-спирит (1294*)			1		0.2332	1.0384	0.2332	1.0384	0.2332	1.0384
2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	1			4	73.06226572	792.2615235	73.06226572	792.2615235	72.57761572	776.9719641
2853	Глицерин (1010*)			0.1		0.113	0.4303001	0.113	0.4303001	0.113	0.4303001
2868	Эмульсол (1435*)			0.05		0.00001656	0.00013115	0.00001656	0.00013115	0.00001656	0.00013115
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3	0.4734254	6.3498209	0.4734254	6.3498209	0.4734254	6.3498209
2908	Пыль неорг., SiO2: 70-20% (494)	0.3	0.1		3	0.1891	0.7656624	0.1891	0.7656624	0.1891	0.7656624
	В С Е Г О :					**1721.975963**	**9216.382232**	**1721.975963**	**9232.088672**	**1720.78226**	**9188.114188**

Примечания: *1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ.*

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1).

Таблица 4.2.2.3 Ориентировочный перечень выбросов ЗВ от источников МЛСП месторождения Каламкас-море

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м^3	ПДКс.с., мг/м^3	ОБУВ, мг/м^3	Класс опасности	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
						Максимально разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год	Максимально разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год	Максимально разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0108	Барий сульфат (113*)			0.1		0.1667	0.72	0.1667	0.72	0.1667	0.72
0123	Железа оксид (274)		0.04		3	0.1177	0.226397	0.1177	0.226397	0.1177	0.226397
0143	Марганец и его соединения (327)	0.01	0.001		2	0.00231	0.004753	0.00231	0.004753	0.00231	0.004753
0301	Азота диоксид (4)	0.2	0.04		2	83.1847154	1136.41834	83.1847154	1136.41834	83.1847154	1136.41834
0304	Азота оксид (6)	0.4	0.06		3	13.5086272	184.6497907	13.5086272	184.6497907	13.5086272	184.6497907
0316	Соляная кислота (163)	0.2	0.1		2	0.003863423	0.28900741	0.003863423	0.28900741	0.003863423	0.28900741
0326	Озон (435)	0.16	0.03		1	0.0000083	0.00003	0.0000083	0.00003	0.0000083	0.00003
0328	Сажа (583)	0.15	0.05		3	6.0164745	76.4911335	6.0164745	76.4911335	6.0164745	76.4911335
0330	Сера диоксид (516)	0.5	0.05		3	14.5951385	211.8907283	14.5951385	211.8907283	14.5951385	211.8907283
0333	Сероводород (518)	0.008			2	0.007346625	0.168262315	0.007346625	0.168262315	0.006048225	0.125842315
0337	Углерод оксид (584)	5	3		4	74.8400305	1005.172307	74.8400305	1005.172307	74.8400305	1005.172307
0342	Фтористый водород (617)	0.02	0.005		2	0.0052705	0.0808962	0.0052705	0.0808962	0.0052705	0.0808962
0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)			50		2.34188	78.6248198	2.34188	78.6248198	1.66928	51.8058958
0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)			30		0.4993	8.8052807	0.4993	8.8052807	0.4662	7.6511628
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.002045	0.0612533	0.002045	0.0612533	0.001431	0.0392512
0616	Ксилол (322)	0.2			3	0.125027	0.9561403	0.125027	0.9561403	0.12475	0.9461643
0620	Этилбензол (121)	0.04	0.002		2	0.00741	0.1985047	0.00741	0.1985047	0.00701	0.1869289
0621	Толуол (558)	0.6			3	0.01846	0.5565721	0.01846	0.5565721	0.01775	0.5325849
0703	Бенз/а/пирен (54)		0.000001		1	0.000142072	0.002002216	0.000142072	0.002002216	0.000142072	0.002002216
1001	4-Аминофенол (п-Аминофенол) (64*)			0.026		0.0023	0.0714816	0.0023	0.0714816	0.0023	0.0714816
1051	Изопропиловый спирт (469)	0.6			3	0.00038	0.0119136	0.00038	0.0119136	0.00038	0.0119136
1052	Метанол (338)	1	0.5		3	0.0424	1.336338	0.0424	1.336338	0.0424	1.336338
1325	Формальдегид (609)	0.05	0.01		2	1.5114173	18.8569167	1.5114173	18.8569167	1.5114173	18.8569167
1716	Смесь природных меркаптанов (526)	0.00005			3	9.91006E-06	3.74001E-05	9.91006E-06	3.74001E-05	9.91006E-06	3.74001E-05
1728	Этилмеркаптан (668)	0.00005			3	0.0001867	0.0055103	0.0001867	0.0055103	0.000132	0.0040098
1860	Триалкиламины (1223*)			0.07		0.00038	0.0119136	0.00038	0.0119136	0.00038	0.0119136
2704	Бензин (60)	5	1.5		4	0.0082717	0.066323	0.0082717	0.066323	0.0082717	0.066323
2735	Масло минеральное (716*)			0.05		0.594173	8.6533045	0.594173	8.6533045	0.594174	8.6533025
2750	Сольвент нафта (1149*)			0.2		0.0216	0.6801264	0.0216	0.6801264	0.0216	0.6801264
2752	Уайт-спирит (1294*)			1		0.2332	1.0384	0.2332	1.0384	0.2332	1.0384
2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	1			4	38.4101078	532.9308071	38.4101078	532.9308071	37.9254578	517.6412477
2853	Глицерин (1010*)			0.1		0.0109	0.342954	0.0109	0.342954	0.0109	0.342954
2868	Эмульсол (1435*)			0.05		0.00000886	0.00000975	0.00000886	0.00000975	0.00000886	0.00000975
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3	0.4734254	6.3498209	0.4734254	6.3498209	0.4734254	6.3498209
2908	Пыль неорг., SiO2: 70-20% (494)	0.3	0.1		3	0.1891	0.7656624	0.1891	0.7656624	0.1891	0.7656624
	В С Е Г О :					**236.9403097**	**3276.437738**	**236.9403097**	**3276.437738**	**235.7466066**	**3233.063673**

Примечания: *1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ.*
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1).

Таблица 4.2.2.4 Ориентировочный перечень выбросов ЗВ от источников БТК месторождения Каламкас-море

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м^3	ПДКс.с., мг/м^3	ОБУВ, мг/м^3	Класс опасности	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
						Максимально разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год	Максимально разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год	Максимально разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0126	Калий хлорид (301)	0.3	0.1		4	0.10842	0.515212	0.10842	0.515212	0.10842	0.515212
0150	Натрий гидроксид (876*)			0.01		0.0002406	0.00178592	0.0002406	0.00178592	0.0002406	0.00178592
0152	Натрий хлорид (415)	0.5	0.15		3	0.0344	0.0297216	0.0344	0.0297216	0.0344	0.0297216
0155	диНатрий карбонат (408)	0.15	0.05		3	0.000112	0.000232	0.000112	0.000232	0.000112	0.000232
0301	Азота диоксид (4)	0.2	0.04		2	231.3689318	1116.618441	231.3689318	1116.618441	231.3689318	1116.618441
0302	Азотная кислота (5)	0.4	0.15		2	0.0190664	0.1118928	0.0190664	0.1118928	0.0190664	0.1118928
0303	Аммиак (32)	0.2	0.04		4	0.0008856	0.0095652	0.0008856	0.0095652	0.0008856	0.0095652
0304	Азота оксид (6)	0.4	0.06		3	37.5974313	181.4504934	37.5974313	181.4504934	37.5974313	181.4504934
0316	Соляная кислота (163)	0.2	0.1		2	0.005216	0.0268862	0.005216	0.0268862	0.005216	0.0268862
0322	Серная кислота (517)	0.3	0.1		2	0.0004806	0.003114	0.0004806	0.003114	0.0004806	0.003114
0328	Сажа (583)	0.15	0.05		3	11.2611204	96.9178804	11.2611204	96.9178804	11.2611204	96.9178804
0330	Сера диоксид (516)	0.5	0.05		3	88.5058558	176.5707885	88.5058558	176.5707885	88.5058558	176.5707885
0333	Сероводород (518)	0.008			2	0.00758263	0.188085301	0.00758263	0.188085301	0.00758263	0.188085301
0337	Углерод оксид (584)	5	3		4	1011.252464	2687.211395	1011.252464	2687.211395	1011.252464	2687.211395
0410	Метан (727*)			50		18.3611198	27.0186802	18.3611198	27.0186802	18.3611198	27.0186802
0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)			50		35.02318311	1030.454957	35.02318311	1041.835847	35.02318311	1041.400787
0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)			30		8.8028791	305.2250966	8.8028791	309.4438466	8.8028791	309.2825666
0526	Этилен (669)	3			3	0.0009014	0.0284224	0.0009014	0.0284224	0.0009014	0.0284224
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.11516488	3.99185025	0.11516488	4.04681025	0.11516488	4.04471025
0616	Ксилол (322)	0.2			3	0.08169862	1.740578	0.08169862	1.757858	0.08169862	1.757198
0620	Этилбензол (121)	0.04	0.002		2	0.01304698	0.4029335	0.01304698	0.4029335	0.01304698	0.4029335
0621	Толуол (558)	0.6			3	0.76791806	3.9393963	0.76791806	3.9739563	0.76791806	3.9726363
0703	Бенз/а/пирен (54)		0.000001		1	0.00010004	0.00068008	0.00010004	0.00068008	0.00010004	0.00068008
1001	4-Аминофенол (п-Аминофенол) (64*)			0.026		0.0105006	0.330339671	0.0105006	0.330339671	0.0105006	0.330339671
1023	Диэтиленгликоль (436)		0.2		4	0.0157003	0.4937935	0.0157003	0.4937935	0.0157003	0.4937935
1040	Ацетопропиловый спирт (157)	0.2			4	0.000008	0.0000586	0.000008	0.0000586	0.000008	0.0000586
1051	Изопропиловый спирт (469)	0.6			3	0.0396	0.0601338	0.0396	0.0601338	0.0396	0.0601338
1052	Метанол (338)	1	0.5		3	2.541994	1.1493789	2.541994	1.1493789	2.541994	1.1493789
1061	Этиловый спирт (667)	5			4	0.01336	0.00731059	0.01336	0.00731059	0.01336	0.00731059
1071	Гидроксибензол (155)	0.01	0.003		2	0.0001524	0.0048084	0.0001524	0.0048084	0.0001524	0.0048084
1078	Этиленгликоль (1444*)			1		0.0012	0.000079	0.0012	0.000079	0.0012	0.000079
1129	Триэтиленгликоль (1290*)			1		0.16456	4.0984375	0.16456	4.0984375	0.16456	4.0984375

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м^3	ПДКс.с., мг/м^3	ОБУВ, мг/м^3	Класс опасности	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
						Максимально разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год	Максимально разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год	Максимально разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1325	Формальдегид (609)	0.05	0.01		2	1.1215792	7.4052756	1.1215792	7.4052756	1.1215792	7.4052756
1401	Ацетон (470)	0.35			4	0.017836	0.1738608	0.017836	0.1738608	0.017836	0.1738608
1408	Метилизобутилкетон (379)	0.1			4	0.9076	0.7677895	0.9076	0.7677895	0.9076	0.7677895
1728	Этилмеркаптан (668)	0.00005			3	0.00492957	0.016693502	0.00492957	0.016693502	0.00492957	0.016693502
1860	Триалкиламины (1223*)			0.07		0.1637	0.0812284	0.1637	0.0812284	0.1637	0.0812284
2732	Керосин (654*)			1.2		0.0056	0.0885701	0.0056	0.0885701	0.0056	0.0885701
2735	Масло минеральное (716*)			0.05		1.0645486	31.7119409	1.0645486	31.7119409	1.0645486	31.7119409
2750	Сольвент нафта (1149*)			0.2		0.8803	1.6785246	0.8803	1.6785246	0.8803	1.6785246
2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	1			4	34.65215792	259.3307164	34.65215792	259.3307164	34.65215792	259.3307164
2853	Глицерин (1010*)			0.1		0.1021	0.0873461	0.1021	0.0873461	0.1021	0.0873461
2868	Эмульсол (1435*)			0.05		0.0000077	0.0001214	0.0000077	0.0001214	0.0000077	0.0001214
	В С Е Г О :					**1485.035653**	**5939.944494**	**1485.035653**	**5955.650934**	**1485.035653**	**5955.050514**

Примечания: *1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ.*

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1).

4.2.3. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ориентировочно общее количество стационарных источников выбросов морских и наземных объектов месторождения составляет порядка *289* источников, из них *193* организованных и *96* неорганизованных источников.

МЛСП

На МЛСП Каламкас-море источниками загрязнения атмосферы являются технологические установки (скважины добычи нефти, камеры пуска приема скребков), а также установки инженерного обеспечения и вспомогательных работ (резервные источники электроэнергии на дизельном топливе).

Основными организованными стационарными ИЗА на МЛСП являются:

- на технологических установках: вентиляционные вытяжные трубы из помещений на модулях и технологических линиях;
- на установках инженерного обеспечения и вспомогательных работ: выхлопные трубы резервных дизельных источников электроэнергии и других дизельных генераторов участков вспомогательных работ; дыхательные клапаны резервуаров хранения дизельного топлива.

Выбросы неорганизованных стационарных источников – это непосредственные выбросы ЗВ в атмосферу от неплотностей оборудования и трубопроводов технологических линий и модулей, систем топливного газа и дизельного топлива.

Также проектом рассмотрены возможные выбросы источников: при бурении скважин, участка реагирования на нефтяные разливы, сервисного обслуживания скважин, внутрискважинных работ, баржи эвакуации.

Ориентировочное количество источников выбросов морских объектов составляет *175* источников, из них *145* организованных и *30* неорганизованных источников.

Количество источников выбросов по морским объектам представлено в таблице 4.2.3.1.

БТК

В состав объектов БТК входят:

- установка подготовки нефти с сопутствующими технологическими линиями подготовки нефти и компримирования газа;
- зона инженерного обеспечения;
- наземный терминал нефти;
- системы трубопроводов (промысловых и экспортных трубопроводов).

Основными организованными стационарными ИЗА БТК являются:

- на технологических установках: факельная установка высокого давления; факельная установка низкого давления; аварийная факельная установка; вентиляционные вытяжные трубы из помещений на модулях и технологических линиях;
- на установках инженерного обеспечения: дымовые трубы газотурбинных установок (ГТУ); продувочные свечи; дымовые трубы теплогенераторов; выхлопные трубы резервных дизельных источников электроэнергии и других дизельных генераторов участков вспомогательных работ; дыхательные клапаны резервуаров хранения дизельного топлива.

Выбросы неорганизованных стационарных источников – это непосредственные выбросы ЗВ в атмосферу от неплотностей оборудования и трубопроводов технологических линий и модулей, систем топливного газа и дизельного топлива, резервуаров экспортируемой нефти.

Ориентировочно от БТК определено всего *114* стационарных источников загрязнения атмосферы, *48* из которых организованные и *66* – неорганизованные.

Количество источников выбросов по наземным объектам представлено в таблице 4.2.3.1.

Таблица 4.2.3.1 Ориентировочное количество источников загрязнения по объектам месторождения Каламкас-море

№ п/п	Наименование	Общее количество ИЗА, в том числе:	Количество организованных ИЗА	Количество неорганизованных ИЗА
	Всего по месторождению, в том числе	**289**	**193**	**96**
I	***МЛСП:***	***175***	***145***	***30***
1	Технологическая зона	16	4	12
2	Внутрискважинные работы. Сервисное обслуживание скважин	43	34	9
3	Участок реагирования на нефтяные разливы	53	53	0
4	Баржа эвакуации	6	4	2
5	Зона бурения	45	40	5
6	ЖПК типа "Нур"	12	10	2
II	***БТК:***	***114***	***48***	***66***
1	Технологическая зона	35	14	21
2	Зона инженерного обеспечения	46	22	24
3	Наземный терминал нефти (НТН)	33	12	21

Ориентировочные параметры источников выбросов представлены в таблице П4.1-1 приложения 4.1.

4.2.4. Характеристика аварийных и залповых выбросов

Залповые выбросы

Залповые выбросы – это заранее предусмотренные кратковременные выбросы, во много раз превышающие по мощности средние выбросы производства. Их наличие предусматривается технологией работ и обусловлено проведением отдельных стадий определенных технологических процессов и операций:

- переналадкой оборудования;
- изменением технологических параметров и режимов в процессе эксплуатации объекта;
- выводом технологического оборудования из процесса на планово-предупредительные ремонты с последующей его остановкой;
- вводом оборудования из ППР на заданные параметры технологического процесса;
- запуском оборудования и агрегатов в период пуско-наладочных работ.

К залповым выбросам относятся: сбросы топливного газа на свечи с технологических установок, скребкования трубопроводов, при котором возможны сбросы топливного газа на свечи, сбросы топливного газа на установки вентиляционных клапанов, при останове горелок газотурбинных установок, снятие счетчиков для поверки, техобслуживания газовой линии и другое.

Данные операции единичны и кратковременны и являются составной частью технологического процесса.

Источниками залповых выбросов производственных объектов предприятия также являются резервные дизельные генераторы, дизельные приводы пожарных насосов, которые включаются в профилактических целях на короткое время.

Более подробно залповые выбросы будут рассмотрены на последующих стадиях проектирования в разделах ООС и проектах нормативов НДВ.

Аварийные выбросы. Основными сценариями аварий на предприятии являются разливы нефти на скважинах, разлив дизельного топлива при эксплуатации объектов месторождения, пожары, взрывы и столкновение судов. Подробные сценарии возможных аварийных ситуаций представлены в Разделе 6.

Учитывая значительную удаленность морских объектов от жилых зон, а также кратковременный характер аварии в связи с оперативным реагированием служб предприятия и ликвидацией её в кратчайшие сроки, такие аварийные ситуации не приведут к значительному загрязнению атмосферного воздуха и не потребует специальных мер по защите населения.

Снижение опасности риска поражения населения заложено, прежде всего, в значительной удаленности морских промышленных объектов месторождения по отношению к месторасположению ближайших жилых зон. Значительный воздухообмен и достаточно высокая способность атмосферного воздуха к самоочищению благодаря активной ветровой деятельности, как на высоте, так и в приземном слое атмосферы в районе расположения объектов предприятия, способствуют снижению уровня загрязнения воздуха.

В технологических процессах систем транспортировки и переработки углеводородного сырья участвуют взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества. Поэтому объекты БТК имеют потенциальную аварийную опасность вследствие возможного возникновения загазованности, утечек газа или аварийного пролива нефти.

Наиболее распространенные сценарии аварий, которые могут иметь место на установках подготовки нефти и газа:

- выброс/разлив углеводородов без пожара;
- выброс/разлив углеводородов с пожаром;
- авария с пожаром и взрывом в результате возгорания паров.

Типичные причины которые могут привести к аварийной ситуации:

- дефекты материалов;
- коррозия;
- дефекты, оставленные после строительно-монтажных работ;
- механические повреждения во время работ, проводимых рядом с трубопроводами и другими технологическими объектами;
- ошибки, допущенные эксплуатационным персоналом;
- стихийные бедствия (землетрясения, наводнения, оползни и т.д.).

Для аварийных выбросов нормативы НДВ не устанавливаются.

Для предотвращения аварийных ситуаций разрабатываются правила безопасной эксплуатации и правила техники безопасности.

Меры безопасности предусматривают соблюдение действующих противоаварийных норм и правил, в том числе:

- обеспечение беспрепятственного доступа представителей аварийных служб к любому участку производства;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдению правил при выполнении работ;
- строгое выполнение принятых в отрасли правил техники безопасности;
- обеспечение герметичности систем перекачки топлива и нефти;
- регулярные технические осмотры оборудования, замена неисправного оборудования.

При соблюдении правил техники безопасности и правил технической эксплуатации на всех участках работ при регулярных проверках оборудования аварийные ситуации сводятся к минимуму или исключаются полностью.

4.2.5. Расчет и анализ величин уровня ожидаемого загрязнения атмосферного воздуха

Математическое моделирование рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере и расчеты величин приземных концентраций выполнены в программном комплексе «Эра-Воздух» (версия 3.0, разработчик фирма «Логос-Плюс», г. Новосибирск).

В ПК «Эра-Воздух» реализована «Методика 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.

Расчет рассеивания выполнен на период худших условий рассеивания загрязняющих веществ по всем ингредиентам и группам суммации, присутствующим в выбросах от объектов месторождения Каламкас-море на период эксплуатации.

По результатам моделирования определена граница области воздействия на атмосферный воздух. Граница области воздействия определялась как проекция замкнутой линии, ограничивающая область, за границей которой соблюдаются гигиенические нормативы.

Все варианты моделирования проводились на максимальную производительность оборудования с учетом одновременности выбросов от совокупности существующих источников и видов работ и предполагаемых выбросов от перспективных источников и видов работ.

Фоновые концентрации не учитывались в связи с отсутствием наблюдений за содержанием загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в районе месторождения Каламкас-море.

Моделирование выполнялось на регламентный режим эксплуатации технологического оборудования, а также по сценариям с учетом периодических технологически неизбежных сбросов МСУиНГ и сырого газа на факельные установки.

Моделирование выполнено по площадкам:

- морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) месторождения Каламкас-море;
- береговой технологический комплекс (БТК).

Источники и количество выбросов от объектов месторождения Каламкас-море, приняты по аналогичному оборудованию в ранее выполненных проектных проработках.

МЛСП

Для МЛСП месторождения Каламкас-море принят расчетный прямоугольник с размерами сторон 70000 м на 70000 м, шаг расчетной сетки 2000 м.

Расчеты рассеивания выполнены на возможную максимальную производительность оборудования при эксплуатации морского комплекса с учетом одновременного проведения буровых работ.

По результатам расчетов радиус области воздействия (1 ПДК) по всем ЗВ при эксплуатации и проведении буровых работ составит 5300 м от источников выбросов. Радиус зоны 0,8 ПДК составит 6100 м. Расчетная зона влияния (0,05 ПДК) составит 35,8 км. Расчеты показали, что в ближайшей тростниковой зоне концентрации ЗВ, создаваемые выбросами месторождения, будут очень низкими (максимум – 0.02 ПДК).

Граница области воздействия МЛСП по результатам расчетов рассеивания всех ЗВ представлена на рисунке 4.2.5.1.

БТК

Для БТК месторождения Каламкас-море принят расчетный прямоугольник с размерами сторон 70000 м на 70000 м, шаг расчетной сетки 2000 м.

Расчеты рассеивания выполнены на возможную максимальную производительность оборудования при эксплуатации берегового комплекса.

По результатам расчетов радиус области воздействия (1 ПДК) по всем ЗВ при эксплуатации составит 5600 м от источников выбросов. Радиус зоны 0,8 ПДК составит 6600 м. Расчетная зона влияния (0,05 ПДК) составит 39,4 км. Расчеты показали, что в ближайшей тростниковой зоне концентрации ЗВ, создаваемые выбросами месторождения, будут низкими (максимум – 0.4 ПДК).

Граница области воздействия БТК по результатам расчетов рассеивания всех ЗВ представлена на рисунке 4.2.5.2.

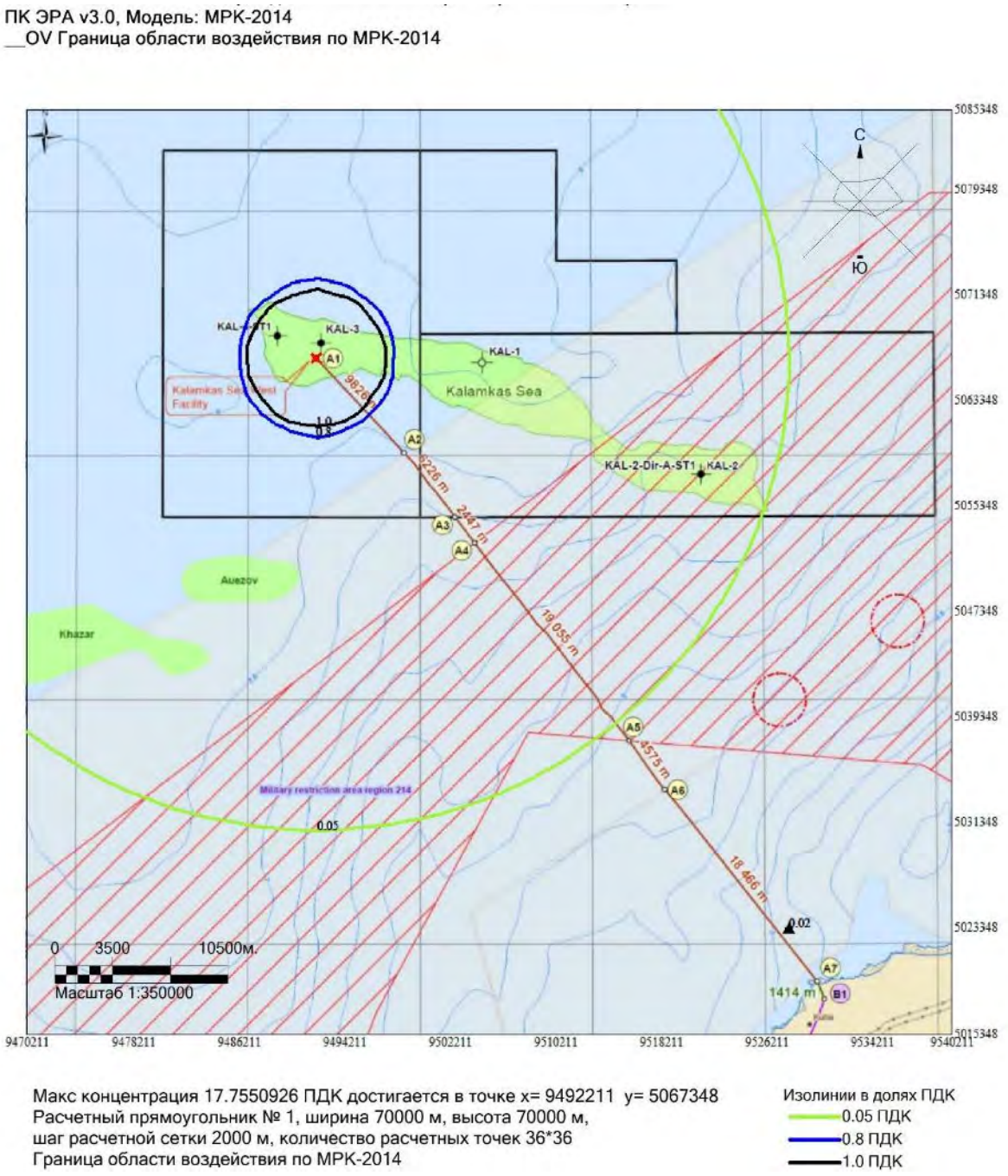


Рисунок 4.2.5.1. Граница области воздействия МЛСП

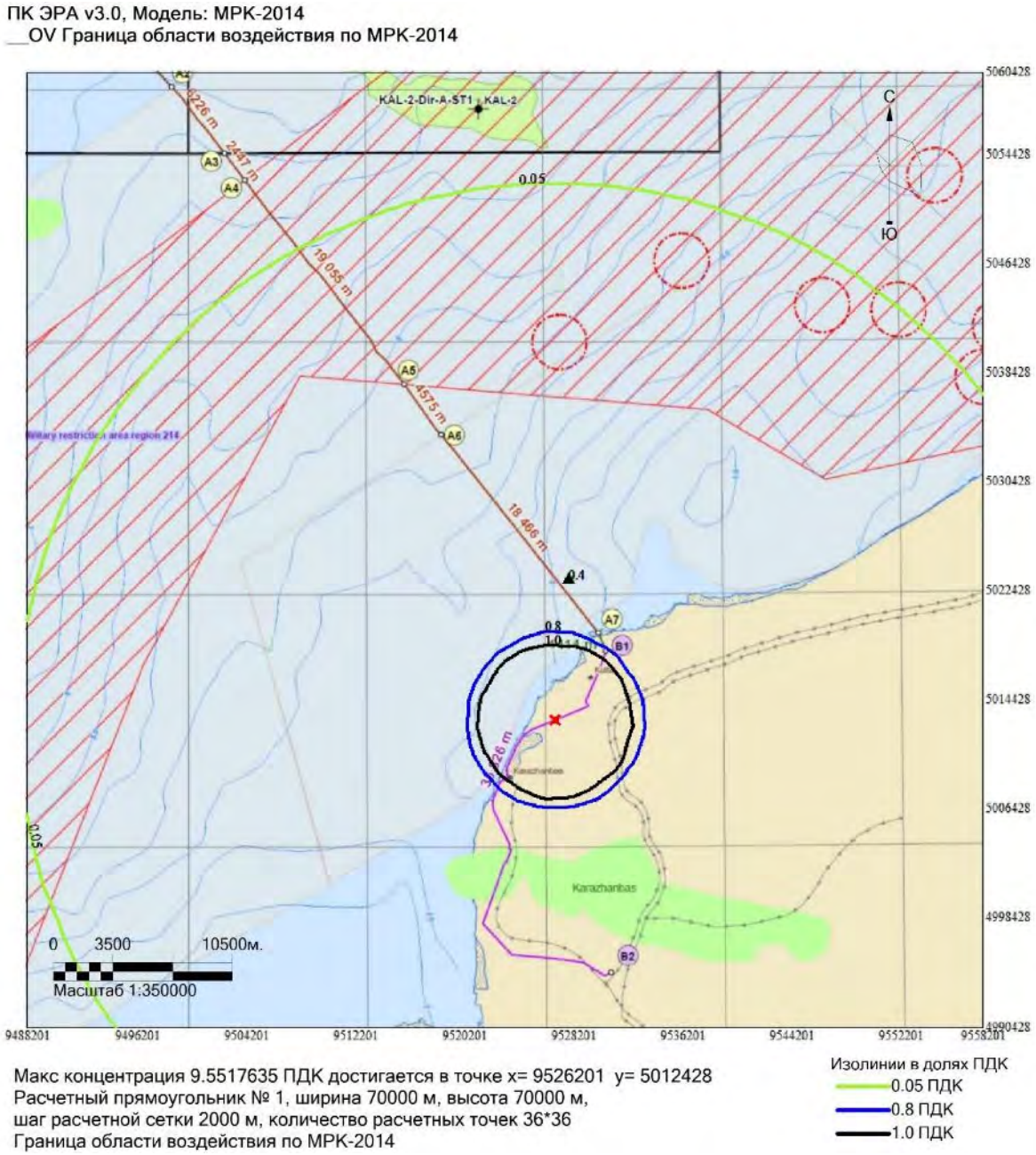


Рисунок 4.2.5.2. Граница области воздействия БТК

Карты изолиний результатов расчета рассеивания по всем загрязняющим веществам приведены в приложении 4.2.

Результаты расчетов рассеивания от морских и наземных объектов представлены таблице 4.2.5.1.

Источники наибольшего вклада в уровень загрязнения атмосферы в тростниковой зоне представлены в таблице П4.1-2 приложения 4.1.

Таблица 4.2.5.1 Результаты расчетов рассеивания

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	Cm	РП	ФТ (тростниковая зона)	Колич. ИЗА	ПДКмр (ОБУВ) мг/м³	ПДКсс мг/м³	Класс опасн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
			МЛСП					
0108	Барий сульфат (113*)	0.5407	0.064482	0.000139	1	0.1	0.01*	-
0123	Железа оксид (274)	0.6331	0.026179	0.000027	3	0.4*	0.04	3
0143	Марганец и его соединения (327)	0.492	0.020449	0.000021	3	0.01	0.001	2
0301	Азота диоксид (4)	100.8246	16.528	0.022387	121	0.2	0.04	2
0304	Азота оксид (6)	8.1416	1.340922	0.001819	118	0.4	0.06	3
0316	Соляная кислота (163)	0.029	Cm<0.05	Cm<0.05	5	0.2	0.1	2
0326	Озон (435)	0.0001	Cm<0.05	Cm<0.05	1	0.16	0.03	1
0328	Сажа (583)	12.5735	1.619878	0.002013	103	0.15	0.05	3
0330	Сера диоксид (516)	7.0448	1.205328	0.001601	118	0.5	0.05	3
0333	Сероводород (518)	1.5245	0.067585	0.000081	29	0.008	0.0008*	2
0337	Углерод оксид (584)	3.9858	0.613273	0.00079	121	5	3	4
0342	Фтористый водород (617)	0.2175	0.017423	0.000014	4	0.02	0.005	2
0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.0899	0.003892	0.000004	8	50	5.0*	-
0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0171	Cm<0.05	Cm<0.05	9	30	3.0*	-
0602	Бензол (64)	0.0131	Cm<0.05	Cm<0.05	7	0.3	0.1	2
0616	Ксилол (322)	1.5805	0.060545	0.000057	11	0.2	0.02*	3
0620	Этилбензол (121)	0.3557	0.01543	0.000017	7	0.04	0.002	2
0621	Толуол (558)	0.0591	0.002584	0.000003	8	0.6	0.06*	3
0703	Бенз/а/пирен (54)	4.1093	0.565504	0.000754	99	0.00001*	0.000001	1
1001	4-Аминофенол (п-Аминофенол) (64*)	0.1699	0.00746	0.000008	1	0.026	0.0026*	-
1051	Изопропиловый спирт (469)	0.0012	Cm<0.05	Cm<0.05	1	0.6	0.06*	3
1052	Метанол (338)	0.0814	0.003575	0.000004	2	1	0.5	3
1325	Формальдегид (609)	7.4913	1.227321	0.001598	99	0.05	0.01	2
1716	Смесь природных меркаптанов (526)	0.0543	0.005627	0.00001	3	0.00005	0.000005*	3
1728	Этилмеркаптан (668)	7.1705	0.310196	0.000342	5	0.00005	0.000005*	3
1860	Триалкиламины (1223*)	0.0104	Cm<0.05	Cm<0.05	1	0.07	0.007*	-
2704	Бензин (60)	0.0297	Cm<0.05	Cm<0.05	14	5	1.5	4
2735	Масло минеральное (716*)	15.895	0.741361	0.00104	20	0.05	0.005*	-
2750	Сольвент нафта (1149*)	0.2074	0.009107	0.00001	1	0.2	0.02*	-
2752	Уайт-спирит (1294*)	0.5983	0.022799	0.000021	3	1	0.1*	-
2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	13.3676	1.643612	0.001943	127	1	0.1*	4
2853	Глицерин (1010*)	0.2093	0.009192	0.00001	1	0.1	0.01*	-
2868	Эмульсол (1435*)	0.0003	Cm<0.05	Cm<0.05	5	0.05	0.005*	-
2902	Взвешенные частицы (116)	0.8642	0.063586	0.000056	5	0.5	0.15	3

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	Cm	РП	ФТ (тростниковая зона)	Колич. ИЗА	ПДКмр (ОБУВ) мг/м³	ПДКсс мг/м³	Класс опасн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2908	Пыль неорг., SiO2: 70-20% (494)	0.2972	0.025747	0.000053	5	0.3	0.1	3
__24	0301 + 0326 + 1325	108.3161	17.75509	0.023984	121			
__30	0330 + 0333	8.5693	1.272324	0.001618	146			
__31	0301 + 0330	107.8695	17.73332	0.023988	121			
__35	0330 + 0342	7.2623	1.222625	0.001606	121			
__39	0333 + 1325	9.0159	1.294474	0.001615	128			
БТК								
0126	Калий хлорид (301)	0.4412	0.02122	0.000474	2	0.3	0.1	4
0150	Натрий гидроксид (876*)	0.0294	Cm<0.05	Cm<0.05	2	0.01	0.001*	-
0152	Натрий хлорид (415)	0.084	0.00404	0.00009	1	0.5	0.15	3
0155	диНатрий карбонат (408)	0.0009	Cm<0.05	Cm<0.05	1	0.15	0.05	3
0301	Азота диоксид (4)	27.3411	8.418266	0.284985	20	0.2	0.04	2
0302	Азотная кислота (5)	0.0582	0.002799	0.000063	3	0.4	0.15	2
0303	Аммиак (32)	0.0054	Cm<0.05	Cm<0.05	1	0.2	0.04	4
0304	Азота оксид (6)	2.2215	0.683984	0.023155	20	0.4	0.06	3
0316	Соляная кислота (163)	0.0318	Cm<0.05	Cm<0.05	3	0.2	0.1	2
0322	Серная кислота (517)	0.002	Cm<0.05	Cm<0.05	1	0.3	0.1	2
0328	Сажа (583)	2.4616	0.729237	0.024139	14	0.15	0.05	3
0330	Сера диоксид (516)	1.9574	0.817046	0.055949	20	0.5	0.05	3
0333	Сероводород (518)	16.2585	0.114169	0.003177	49	0.008	0.0008*	2
0337	Углерод оксид (584)	1.0132	0.367933	0.023229	20	5	3	4
0410	Метан (727*)	0.0004	Cm<0.05	Cm<0.05	7	50	5.0*	-
0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	1.3778	0.024385	0.00076	48	50	5.0*	-
0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.3885	0.01218	0.00033	41	30	3.0*	-
0526	Этилен (669)	0.005	Cm<0.05	Cm<0.05	2	3	0.3*	3
0602	Бензол (64)	0.4743	0.015979	0.000428	43	0.3	0.1	2
0616	Ксилол (322)	1.747	0.019394	0.000635	47	0.2	0.02*	3
0620	Этилбензол (121)	5.6582	0.04001	0.001136	36	0.04	0.002	2
0621	Толуол (558)	1.6159	0.047496	0.001363	47	0.6	0.06*	3
0703	Бенз/а/пирен (54)	0.806	0.228373	0.005262	9	0.00001*	0.000001	1
1001	4-Аминофенол (п-Аминофенол) (64*)	14.424	0.095636	0.002546	2	0.026	0.0026*	-
1023	Диэтиленгликоль (436)	0.0084	Cm<0.05	Cm<0.05	1	2.0*	0.2	4
1040	Ацетопропиловый спирт (157)	0	Cm<0.05	Cm<0.05	1	0.2	0.02*	4
1051	Изопропиловый спирт (469)	0.1253	0.002524	0.000076	2	0.6	0.06*	3
1052	Метанол (338)	1.7134	0.089152	0.002462	3	1	0.5	3
1061	Этиловый спирт (667)	0.0033	Cm<0.05	Cm<0.05	1	5	0.5*	4
1071	Гидроксибензол (155)	0.4061	0.003014	0.00008	2	0.01	0.003	2
1078	Этиленгликоль (1444*)	0.0001	Cm<0.05	Cm<0.05	1	1	0.1*	-

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	Cm	РП	ФТ (тростниковая зона)	Колич. ИЗА	ПДКмр (ОБУВ) мг/м³	ПДКсс мг/м³	Класс опасн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1129	Триэтиленгликоль (1290*)	0.1757	0.009034	0.000206	3	1	0.1*	-
1325	Формальдегид (609)	1.7125	0.506806	0.011685	9	0.05	0.01	2
1401	Ацетон (470)	0.0622	0.002992	0.000067	2	0.35	0.035*	4
1408	Метилизобутилкетон (379)	11.0555	0.331001	0.009538	2	0.1	0.01*	4
1728	Этилмеркаптан (668)	81.3193	0.609903	0.023935	20	0.00005	0.000005*	3
1860	Триалкиламины (1223*)	1.7492	0.082423	0.00229	2	0.07	0.007*	-
2732	Керосин (654*)	0.0025	Cm<0.05	Cm<0.05	1	1.2	0.12*	-
2735	Масло минеральное (716*)	620.2173	4.198747	0.113211	31	0.05	0.005*	-
2750	Сольвент нафта (1149*)	5.5817	0.161096	0.004659	2	0.2	0.02*	-
2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	48.2278	0.8554	0.024156	64	1	0.1*	4
2853	Глицерин (1010*)	1.3431	0.037495	0.001088	2	0.1	0.01*	-
2868	Эмульсол (1435*)	0.0001	Cm<0.05	Cm<0.05	1	0.05	0.005*	-
__03	0303 + 0333	16.2639	0.114397	0.003182	50			
__04	0303 + 0333 + 1325	17.9765	0.587732	0.014774	59			
__05	0303 + 1325	1.7179	0.507066	0.01169	10			
__06	1071 + 1401	0.4683	0.00564	0.000146	4			
__28	0322 + 0330	1.9594	0.817135	0.055951	21			
__30	0330 + 0333	18.216	0.917946	0.056921	66			
__31	0301 + 0330	29.2985	9.188644	0.330426	20			
__33	0301 + 0330 + 0337 + 1071	30.7178	9.551764	0.353735	22			
__34	0330 + 1071	2.3635	0.819658	0.055977	22			
__39	0333 + 1325	17.9711	0.587472	0.014769	58			
__40	0302 + 0316 + 0322	0.092	0.004424	0.000099	3			

Примечания:

1. *Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ.*
2. *Cm - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДКмр) - только для модели МРК-2014.*
3. *"Звездочка" (*) в графе "ПДКмр(ОБУВ)" означает, что соответствующее значение взято как 10ПДКсс.*
4. *"Звездочка" (*) в графе "ПДКсс" означает, что соответствующее значение взято как ПДКмр/10.*
5. *Значения максимальной из разовых концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "ЖЗ" (в жилой зоне), "ФТ" (в заданных группах фиксированных точек) приведены в долях ПДКмр.*

4.2.6. Предварительные сведения о санитарной защитной зоне (СЗЗ)

По своему функциональному назначению СЗЗ является защитным барьером, обеспечивающим уровень безопасности населения при эксплуатации объекта в штатном режиме.

Санитарно-защитные зоны устанавливаются для действующих предприятий и в местах проживания населения с целью охраны атмосферного воздуха, здоровья и безопасности населения.

Согласно санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2), для объектов, являющихся источниками неблагоприятного воздействия на среду обитания и здоровье человека, в составе проекта строительства обосновывается размер СЗЗ.

МЛСП месторождения Каламкас-море, как объект по добыче нефти и газа, относится к I классу опасности по санитарной классификации и к I категории по значимости и полноте оценки воздействия на окружающую среду согласно классификации Экологического кодекса РК.

Критерием для определения размера СЗЗ является соответствие на ее внешней границе и за ее пределами концентрации загрязняющих веществ для атмосферного воздуха населенных мест ПДК и/или ПДУ физического воздействия на атмосферный воздух.

Согласно санитарным правилам Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» санитарно-защитная зона при проведении работ на море не устанавливается.

При эксплуатации МЛСП месторождения Каламкас-море величина санитарного разрыва между источниками выбросов и зоной особой экологической чувствительности, а также ближайшим населенным пунктом определена расчетами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере как расстояние от источников выбросов до значения 0,8 $ПДК_{мр}$ (условие для территорий с повышенными требованиями к охране атмосферного воздуха) согласно п. 8.3 Приложения № 18 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 года № 100-п.

Ближайший населенный пункт – п. Баутино располагаются на значительном расстоянии от границ МЛСП месторождения Каламкас-море – в 145 км.

По результатам предварительных расчетов концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в период эксплуатации МЛСП наибольшая зона воздействия на море ограничивается радиусом 5,3 км.

Для магистральных трубопроводов углеводородного сырья на суше устанавливаются санитарные разрывы (СР). Санитарный разрыв имеет режим СЗЗ, но не требует разработки проекта его организации.

Согласно Приложению 5 «Санитарно-эпидемиологических требований к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2), для проектируемого нефтепровода (III класса) минимальное расстояние до населенных мест должно быть не менее 100 м.

Нормативный размер санитарно-защитной зоны для БТК, согласно «Санитарно-эпидемиологических требований к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2) составляет не менее 1000 м.

Уточнение размера СЗЗ будет выполнено на последующих этапах проектирования.

Выбросы загрязняющих веществ месторождения Каламкас-море не будут оказывать заметного влияния на состояние атмосферного воздуха ближайшей экологически чувствительной зоны – зоны тростников, расположенной на значительном удалении от проектируемых объектов. По всем рассматриваемым вариантам зона тростников и ближайшие жилые зоны (п. Баутино и п. Киякты) не попадут ни в зону воздействия ($С_м \geq 0,8$ ПДК$_{мр}$ для МЛСП, $С_м \geq 1,0$ ПДК$_{мр}$ – для БТК), ни в зону влияния выбросов проектируемых работ ($С_м \geq 0,05$ ПДК).

4.2.7. Предложения по организации контроля за состоянием атмосферного воздуха

Производственный мониторинг является элементом производственного экологического контроля, выполняемым для получения объективных данных с установленной периодичностью. В рамках осуществления производственного экологического контроля выполняются операционный мониторинг, мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия.

- Операционный мониторинг (мониторинг производственного процесса) включает в себя наблюдение за параметрами технологического процесса для подтверждения того, что показатели деятельности природопользователя находятся в диапазоне, который считается целесообразным для его надлежащей проектной эксплуатации и соблюдения условий технологического регламента данного производства. Содержание операционного мониторинга определяется природопользователями.
- Мониторинг эмиссий в окружающую среду включает в себя наблюдение за эмиссиями у источника для слежения за производственными потерями, количеством и качеством эмиссий и их изменением.
- Мониторинг воздействия включается в программу производственного экологического контроля для отслеживания соблюдения экологического законодательства РК и нормативов качества окружающей среды.

Мониторинг эмиссий

Основным видом производственного экологического контроля за соблюдением установленных нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) для стационарных источников с организованным выбросом, дающих наибольший вклад в загрязнение атмосферы, является контроль непосредственно на самих источниках. Организация производственного экологического контроля на источниках включает в себя:

- перечень загрязняющих веществ, подлежащих контролю;
- перечень источников, подлежащих контролю;
- частота (период) контроля;
- методы контроля загрязняющих веществ на источниках.

Перечень загрязняющих веществ, подлежащих контролю, составляют следующим образом:

- составляют общий перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых предприятием, на контролируемой территории;
- определяют критерий опасности i-го загрязняющего вещества (КОВi):

$$КОВ_i=(M_i/ПДК_i)^{\alpha_i}$$

где M_i – суммарный выброс i-го загрязняющего вещества, т/год;

$ПДК_i$ – среднесуточная предельно допустимая концентрация i-го загрязняющего вещества, мг/м^3;

α_i – постоянная, учитывающая класс опасности i-го загрязняющего вещества (таблица 4.2.7.1).

Таблица 4.2.7.1 Значения α для загрязняющих веществ различных классов опасности

Константа	Класс опасности			
	1	2	3	4
α	1.7	1.3	1	0.9

Категория опасности предприятия (КОП) определяется как сумма полученных значений $КОВ_i$ загрязняющих веществ. Граничные условия для деления предприятий на категории опасности в зависимости от значений КОП приведены таблице 4.2.7.2.

Таблица 4.2.7.2 Граничные условия для деления предприятий на категории опасности в зависимости от значений КОП

Категория опасности предприятия	1	2	3	4
КОП	КОП ≥ 10^6	10^6 >КОП≥10^4	10^4 >КОП≥10^3	КОП < 10^3
	сильное воздействие	умеренное воздействие	слабое воздействие	незначительное воздействие

Перечень источников, подлежащих контролю, составляют из соблюдения следующих условий.

Определять категорию источника в целом для всех выбрасываемых из этого источника веществ нецелесообразно, так как уровни воздействия каждого из этих веществ на атмосферный воздух могут существенно различаться. Поэтому, объем работ по контролю за соблюдением, установленных для них нормативов должен быть разным.

При организации контроля за соблюдением нормативов выбросов определяются категории источников выбросов в разрезе каждого вредного вещества, то есть категория устанавливается для сочетания «источник – вредное вещество» для каждого k-го источника и каждого, выбрасываемого им, j-го загрязняющего вещества.

При определении категории выбросов рассчитываются параметры $Ф^к_{kj}$ и Q_{kj}, характеризующие влияние выброса j-го вещества из k-го источника выбросов, на загрязнение воздуха прилегающих к предприятию территорий, по формулам:

$$Ф^к_{kj}=(M_{kj}/H_k*ПДК_j)*(100/(100-К.П.Д._{kj})), \qquad Q_{kj}=q_{жkj}*(100/(100-К.П.Д._{kj})),$$

где: M_{kj} – величина выброса j-го ЗВ из k-го ИЗА, г/с;

$ПДК_j$ – максимально разовая предельно допустимая концентрация, (а при ее отсутствии другие действующие критерии качества воздуха, которые использовались при проведении расчетов загрязнения атмосферы выбросами данного предприятия), мг/м^3;

$q_{жkj}$ – максимальная по метеоусловиям (скоростям и направлениям ветра) расчетная приземная концентрация данного (j-го) вещества, создаваемая выбросом из

рассматриваемого (k-го) источника на границе ближайшей жилой застройки, в долях ПДК$_j$;

К.П.Д.$_{kj}$ – средний эксплуатационный коэффициент полезного действия пылегазоочистного оборудования (ГОУ), установленного на k-ом ИЗА при улавливании j-го ЗВ, %;

H_k – высота источника; для отдельных источников при H_k<10 м можно принимать H_k=10 м. (*Примечание: В случае, если все источники, выбрасывающие данное вещество, на предприятии являются наземными и низкими, т.е. высота выброса не превышает 10 м (выбросы могут быть как организованными, так и неорганизованными), значение H_k принимается равным фактической высоте выброса (H_k=2 м при высоте выброса менее 2м)*), м.

Определение категории «источник – вредное вещество» выполняется, исходя из следующих условий:

I категория – одновременно выполняются неравенства:

$$Ф^к_{kj}>0,001 \text{ и } Q_{kj}\geq 0,5$$

Для случая, указанного в примечании:

$$Ф^к_{kj}>0,01 \text{ и } Q_{kj}\geq 0,5$$

II категория – одновременно выполняются неравенства:

$$Ф^к_{kj}>0,001 \text{ и } Q_{kj}<0,5$$

Для случая, указанного в примечании:

$$Ф^к_{kj}>0,01 \text{ и } Q_{kj}<0,5$$

III категория – одновременно выполняются неравенства:

$$Ф^к_{kj}>0,001 \text{ и } Q_{kj}<0,5$$

Для случая, указанного в примечании:

$$Ф^к_{kj}>0,01 \text{ и } Q_{kj}<0,5$$

IV категория – одновременно выполняются неравенства:

$$Ф^к_{kj}\leq 0,001 \text{ и } Q_{kj}<0,5$$

Для случая, указанного в примечании:

$$Ф^к_{kj}\leq 0,01 \text{ и } Q_{kj}<0,5$$

Частота (период) контроля за соблюдением нормативов ПДВ устанавливается исходя из определенной категории сочетания «источник – вредное вещество»:

- I категория – 1 раз в квартал;
- II категория – 2 раза в год;
- III категория – 1 раз в год;
- IV категория – 1 раз в пять лет.

Методы контроля загрязняющих веществ на источниках определяют в зависимости от технической оснащенности организации (аккредитованная лаборатория), выполняющей производственный экологический контроль природопользователя.

В таблицах 4.2.2.2-4.2.2.4 раздела 4.2 составлен перечень загрязняющих веществ от источников. От источников загрязнения атмосферы всего выделяются загрязняющие вещества (1 - 4 класса опасности) *53* наименований.

Суммарный коэффициент опасности МЛСП составит ориентировочно *1.1 млн*, что соответствует первой категории опасности предприятия, характеризующий воздействие на атмосферный воздух от проводимых видов работ как *сильное*.

Суммарный коэффициент опасности БТК составит ориентировочно *0.7 млн*, что соответствует второй категории опасности предприятия, характеризующий воздействие на атмосферный воздух от проводимых видов работ как *умеренное*.

Экологический контроль на источниках будет рассмотрен на следующих стадиях проектирования ОВОС.

4.2.8. Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ)

Неблагоприятные метеоусловия (НМУ) представляют собой краткосрочное особое сочетание метеорологических факторов, обусловливающее ухудшение качества атмосферного воздуха.

Предотвращению опасного загрязнения воздуха в периоды неблагоприятных метеоусловий (НМУ) способствует регулирование выбросов или их кратковременное снижение. В периоды НМУ максимальная концентрация примеси может увеличиться в 1,5-2,0 раза.

Проведение мероприятий при НМУ позволит не допустить в эти периоды возникновения высоких уровней загрязнения атмосферы при заблаговременном прогнозировании таких условий и своевременном сокращении выбросов вредных веществ в атмосферу. Главное условие: выполнение мероприятий при НМУ не должно приводить к нарушению технологического процесса, следствием которого могут явиться аварийные ситуации.

Определение периода действия и режима НМУ находится в ведении органов Казгидромета. В обязанности этих органов входит оповещение предприятия о наступлении и завершении периода НМУ и режима НМУ.

В соответствии с требованиями «Методики по регулированию выбросов при НМУ» (приложение 14 к приказу МООС и водных ресурсов РК от 12.06.2014 года № 221-ө) мероприятия по регулированию выбросов разрабатываются на всех предприятиях, имеющих источники выбросов вредных веществ в атмосферу.

На случай возможного прогнозирования НМУ на следующих стадиях проектирования в разделах ОВОС к проектной документации и в Проектах нормативов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу будет разработан план мероприятий по снижению выбросов ЗВ для различных режимов работы предприятия при наступлении неблагоприятных метеорологических условий.

4.2.9. Оценка возможного воздействия выбросов на атмосферный воздух

Морские и наземные объекты месторождения Каламкас-море, по добыче и переработке нефти, относятся к I классу опасности согласно санитарной классификации «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» (утв. приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2) и к объектам I категории, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду по объему, количеству и (или) интенсивности эмиссий, согласно Приложению 2 к Экокодексу РК.

Результаты оценки воздействия на качество атмосферного воздуха согласно Методическим указаниям по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду от 29 октября 2010 г., показывают следующие категории воздействия:

– в период эксплуатации на море по интенсивности оказывает *сильное воздействие*. Площадь воздействия ($C_м$>1 ПДК) составляет менее 100 км^2, что соответствует *местному масштабу воздействия*, продолжительность соответствует *многолетнему воздействию;*

– в период эксплуатации на суше по интенсивности оказывает *умеренное воздействие*. Площадь зоны воздействия ($С_м$>1 ПДК) составляет менее 100 км^2, что соответствует *местному масштабу воздействия*, продолжительность соответствует *многолетнему воздействию*.

Таблица 4.2.9.1 Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух

Тип воздействия	Пространственный масштаб (балл)	Временной масштаб (балл)	Интенсивность воздействия (балл)	Категория значимости воздействия (балл)
Воздействие на атмосферный воздух от морских объектов	Местный (3)	Многолетний (4)	Сильная (4)	***Высокой Значимости (48)***
Воздействие на атмосферный воздух от наземных объектов	Местный (3)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	***Высокой Значимости (36)***

Таким образом, возможное воздействие на качество атмосферного воздуха оценивается *высокой значимости*.

4.3. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВОДНУЮ СРЕДУ

Проект разработки месторождения Каламкас-море включает в себя эксплуатацию следующих объектов:

– морская ледостойкая платформа с буровой установкой (МЛСП) и жилым модулем, где будет производиться сбор и транспортировка многофазного потока на береговой технический комплекс, закачка воды и газа, а также бурение скважин;
– береговой технический комплекс (БТК), совмещенный с наземным терминалом нефти (НТН) для подготовки до товарной кондиции и последующей транспортировки нефти, и газа.

Очищенная нагнетательная вода под высоким давлением будет направляться на морскую платформу для закачки в приконтурные зоны м/р Каламкас-море для поддержания пластового давления.

Осушенный газ будет направляться на морскую платформу для закачки в газовую шапку на м/р Каламкас-море;

– промысловые многофазовые трубопроводы;
– нефтепровод для передачи нефти в систему КазТрансОйл (КТО);
– силовой и оптический кабель.

Данным Проектом рассмотрены три варианта разработки месторождения Каламкас-море, отличающихся количеством скважин к бурению, режимом разработки (естественное истощение или поддержание пластового давления - ППД), видом рабочего агента закачки.

С целью максимального вытеснения нефти от краевой части залежей к зоне отбора, рассмотрены варианты с применением системы (ППД) с размещением нагнетательных скважин в законтурно-приконтурной области. В качестве источника воды планируется применять попутно-пластовую воду и воду с альб-сеноманских отложений.

Принимаемые показатели для расчета эмиссий ПРМ Каламкас-море представлены в таблице 4.3.1.

Таблице 4.3.1 Технологические показатели для расчета эмиссий ПРМ Каламкас-море

Наименование	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
	Год	Значение	Год	Значение	Год	Значение
Максимальное бурение скважин, ед.	2031	**6**	2031	**6**	2032	**5**
Добыча нефти, тыс.т		3306,5		3226,0		3984,3
Добыча газа, млн.м^3		365,2		322,0		412,7
Добыча пластовой воды, тыс.т.		921,1		889,0		1581,8
Закачка газа, млн.м^3		313,6		270,4		0,0
Закачка воды, тыс.м^3		0,0		2844,6		5890,9
Бурение скважин, ед	2032	2	2033	2	2033	1
Максимальная добыча нефти, тыс.т		**3513,0**		**4004,8**		**3986,0**
Добыча газа, млн.м^3		451,7		478,6		424,4
Добыча пластовой воды, тыс.т.		1468,5		1956,9		2107,4
Закачка газа, млн.м^3		399,9		426,9		0,0
Закачка воды, тыс.м^3		0,0		5584,1		6714,8

В планируемые объемы водопотребления и водоотведения, приведенные в этом Проекте, в дальнейшем могут быть внесены изменения в связи с появлением, по мере дальнейшего освоения месторождения, новых факторов (технических, геологических, экологических, экономических и др.). Эти факторы будут использоваться для оптимизации проекта разработки и при необходимости будут отражены в последующих основных проектах, по которым будет вестись разработка месторождения.

4.3.1. Водохозяйственная деятельность

4.3.1.1. Морская ледостойкая платформа с буровой установкой и жилым модулем

Водопотребление

Основным источником водоснабжения в период эксплуатации Морской ледостойкой платформы с буровой установкой и жилым модулем (МЛСП) для всех трёх вариантов будет Каспийское море. Помимо этого, морские буксиры и суда снабжения, осуществляющие перевозки грузов и персонала, будут периодически пополнять запасы пресной воды в портах их базирования.

Морская вода будет забираться из Каспийского моря и использоваться на следующие нужды:

- при бурении скважин (приготовление цементного раствора и буферной жидкости, опробование в эксплуатационной колонне, промыв оборудования и площадки буровой);
- в системе опреснения на Морском комплексе для водоснабжения хозяйственно-питьевой водой;
- для внутреннего использования в системе подготовки морской воды.

Морская вода будет забираться из Каспийского моря при помощи насосов подачи морской воды, находящихся в приемной камере для морской воды. Чтобы свести к минимуму обрастание морскими организмами и предотвратить биологическое загрязнение оборудования, в морскую воду будет периодически подаваться гипохлорит натрия, который вырабатывается ниже по потоку в блоке электрохлорирования.

Для предупреждения попадания рыбы в водозаборный колодец на заборе воды из моря в колодце будут установлены рыбозащитные устройства, конструкция которых будет уточнена на следующем этапе проектирования.

Основным показателем качества морской воды является повышенное содержание взвешенных частиц (до 200 мг/л), при очень малом диаметре размера частиц.

Перед тем, как попасть в систему деаэрации морская вода направляется в блок фильтров предварительной очистки морской воды (фильтры грубой очистки) и блок фильтров средней очистки для удаления твердых макрочастиц.

Работа блока фильтров предварительной очистки морской воды основывается на принципе механической задержки крупных частиц примесей. В качестве рабочего элемента выступает сетка с определённым диаметром ячейки. Все механические частицы, имеющие размер больший, чем ячейка сетки, не могут через неё пройти и задерживаются на поверхности. В основе работы блока фильтров средней очистки лежит использование самоочищающегося сетчатого фильтра.

Вода обратной промывки, производимая партиями в процессе предварительной и средней очистки, собирается в накопительной емкости для обратной промывки. Поток сточных вод непрерывно перекачивается и обрабатывается в декантерной (горизонтальной) центрифуге со шнековой выгрузкой непрерывного действия, предназначенного для механического центробежного разделения (сепарации) за счёт разности плотности веществ. В поток, поступающий в центрифугу, добавляется уплотняющий полимер, чтобы увеличить плотность шлама, который отводится в контейнеры скипов для транспортировки на сушу и последующей обработки/размещения другими компаниями. Поток очищенной воды после центрифуги направляется в резервуар промывной воды центрифуги, откуда подается насосом обратно в блок фильтров предварительной очистки для последующей обработки, где периодически используется для обратной промывки центрифуги.

Оотфильтрованная морская вода далее одним потоком подаётся на опреснительную установку обратного осмоса для приготовления пресной воды, другим потоком на приготовление бурового и цементного растворов при бурении и освоении скважин, а также для гидроуборки платформы и промывку технологического оборудования.

Пресная вода после установки обратного осмоса направляется в промежуточный резервуар пресной воды объемом 50 м^3. Перед подачей в резервуар пресная вода обеззараживается путем введения раствора гипохлорита натрия. Далее вода подается на установку реминерализации и направляется в резервуары хранения питьевой воды (2х75 м^3), откуда после дехлорирования и ультрафиолетовой стерилизации подаётся в систему хозяйственно-питьевого водопровода для аварийных душевых, санитарно-технического оборудования, размещенного в жилом комплексе и приготовлении пищи в столовой. Резервуары хранения питьевой воды не реже двух раз в год очищаются и промываются питьевой водой.

В соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» утверждены приказом Министра здравоохранения РК от 11 февраля 2022 года №КР ДСМ-13 (с изменениями от 22.04.2023 г.), запасы воды хозяйственно-питьевого назначения рассчитаны на ЖК с нормой расхода 150 л на 1 человека.

Пресная вода питьевого качества готовится из морской воды на опреснительных установках из расчета: на 1 м^3 пресной воды ориентировочно потребуется 2,0 м^3 морской воды.

Качество подготовленной питьевой воды 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).

Хозяйствующие субъекты, осуществляющие водоснабжение и эксплуатацию систем водоснабжения, осуществляют 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 распредельную 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).

Для удовлетворения питьевых нужд персонала используется бутилированная вода из расчета 2 литра на человека в смену.

Ориентировочный расчет потребности в воде питьевого качества на хозяйственно-питьевые нужды МЛСП для вариантов 1-3 приведен в таблице 4.3.1.1.1.

Таблица 4.3.1.1.1 Ориентировочные потребности в пресной воде на МЛСП на хозяйственно-питьевые нужды для Вариантов 1-3

№	Наименование потребителей	Кол-во потребителей	Норма расхода воды,	Кол-во дней работы в год	Водопотребление		Водоотведение		Примечание
					м³/сут	м³/год	м³/сут	м³/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
На хозяйственно-питьевые нужды					Пресная вода питьевого качества		Хозяйственно-бытовые сточные воды		
1	Проживание в ЖК	130 чел	150 л/чел	365	19,5	7117,5	19,5	7117,5	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» утверждены приказом Министра здравоохранения РК от 11 февраля 2022 года № КР ДСМ-13 с изм. от 22.04.2023 г.
2	Прачечная (стирка белья и спецодежды)	70 кг	75 л/кг	365	5,25	1916,25	5,25	1916,25	СП РК 4.01-101-2012 Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений (с изменениями от 25.12.2017 г.)
3	Столовая (приготовление пищи)	1170 блюд	12 л/блюдо	365	14,04	5124,6	14,04	5124,6	
4	Промывка резервуаров питьевой воды	3 шт	1 м3/шт	6	3	18	3	18	
	Всего				**41,79**	**14176**	**41,79**	**14176**	

Бурение скважин

Предусмотрено бурение добывающих и нагнетательных (газонагнетательных и водонагнетательных) скважин по схемам, определенным проектом разработки месторождения Каламкас-море. Буровые работы планируется осуществлять в течение длительного времени, в результате чего производственные и буровые операции будут выполняться одновременно.

Потребность в морской воде на приготовление бурового и цементного растворов и освоение скважины ориентировочно составляет 3000 м^3 на 1 скважину и будет уточняться на следующих стадиях проектирования. Потребность в воде для приготовления бурового раствора сокращена за счет использования системы очистки и повторного использования бурового раствора. Так, отработанный буровой раствор будет проходить через вибрирующие сита и через ряд разделительного оборудования (песколовки, емкости дегазации и центрифуги) для отделения твердой фракции. После чего жидкая часть будет направляться для повторного использования, а выбуренные шламы/осадок будут собираться в емкости для временного хранения/сгущения и транспортироваться на берег для передачи подрядным организациям как отходы (Раздел 4.9).

Буровые сточные воды слагаются: из проливов, образующихся при приготовлении буровых и цементных растворов, из промывочных вод при обмыве бурового оборудования при спускоподъемных операциях, утечек из сальников бурового насосного оборудования и пр., а также сточные воды, образующиеся при промывке буровой площадки, бурового оборудования и инструмента, остатки цементных растворов, сточные воды после мытья площадки. Объем осветлённых буровых сточных вод и объем осадка после сгущения рассчитан согласно Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин, утв. приказом МООС РК от 3 мая 2012 года № 129-ө, и на 1 скважину составит:

- добывающая: осветленные буровые сточные воды - 1683,8 м^3, осадок после сгущения - 1024,7 м^3;
- водонагнетательная и газонагнетательная: осветленные буровые сточные воды – 1735,2 м^3; осадок после сгущения - 1056,0 м^3.

Для сбора и хранения загрязнённых сточных вод на буровой площадке МК предусмотрены специальные ёмкости, откуда по мере наполнения передаются на специализированные суда для вывоза на береговые очистные установки по договору.

Ориентировочная потребность в морской воде и объём образования буровых сточных вод при бурении скважин на МЛСП для вариантов 1 - 3 приведен в таблице 4.3.1.1.2.

Таблица 4.3.1.1.2 Ориентировочная потребность в морской воде и объем образования буровых сточных вод при бурении скважин для вариантов 1-3

Вариант	Показатели	Годы		
		2031	2032	2033
1	Кол-во скважин, ед.	6	2	
	Забор воды, м^3/год	18000	6000	
	Осветленные буровые сточных вод, м^3/год	10154	3368	
	Осадок после сгущения, м^3/год	6180	2049	
	Безвозвратные потери, м^3/год	1666	583	
2	Кол-во скважин, ед.	6		2
	Забор воды, м^3/год	18000		6000
	Осветленные буровые сточных вод, м^3/год	10257		3368

Вариант	Показатели	Годы		
		2031	2032	2033
	Осадок после сгущения, м^3/год	6242		2049
	Безвозвратные потери, м^3/год	1501		583
3	Кол-во скважин, ед.		5	1
	Забор воды, м^3/год		15000	3000
	Осветленные буровые сточных вод, м^3/год		8522	1684
	Осадок после сгущения, м^3/год		5186	1025
	Безвозвратные потери, м^3/год		1292	291

Балансовая таблица водопотребления и водоотведения при эксплуатации МЛСП для вариантов 1-3 приведен в таблице 4.3.1.1.3.

Таблица 4.3.1.1.3 Балансовая таблица водопотребления и водоотведения при эксплуатации МЛСП для вариантов 1-3

Водопотребление (забор морской воды), м³/год				***Водоотведение, м³/год***				***Безвозвратные потери, м³/год***			
Наименование	**Годы**			**Наименование**	**Годы**			**Наименование**	**Годы**		
	2031	**2032**	**2033**		**2031**	**2032**	**2033**		**2031**	**2032**	**2033**
Бурение скважин	18000	6000		Осветленные буровые сточные воды	10154	3368		Безвозвратные потери и осадок	7846 [2)]	2632 [3)]	
Обратная промывка фильтров морской воды (подпитка)	464	344						Шлам после центрифуги [1)]	464	344	
Промывка оборудования, гидроуборка	360	360		Производственные сточные воды	360	360					
Ливневые и талые воды				Ливневые и талые воды	1271	1271					
Опреснительная установка на приготовление пресной воды	28353	28353		Хозяйственно-бытовые сточные воды	14176	14176					
				Морская вода после ОО с большей минерализацией	14176	14176					
Всего	**47176**	**35056**			**40138**	**33351**			**8309**	**2976**	
Бурение скважин	18000		6000	Осветленные буровые сточные воды	10257		3368	Безвозвратные потери и осадок	7743 [4)]		2632 [3)]
Обратная промывка фильтров морской воды (подпитка)	464		344					Шлам после центрифуги [1)]	464		344
Промывка оборудования, гидроуборка	360		360	Производственные сточные воды	360		360				
Ливневые и талые воды				Ливневые и талые воды	1271		1271				
Опреснительная установка на приготовление пресной воды	28353		28353	Хозяйственно - бытовые сточные воды	14176		14176				
				Морская вода после ОО с большей минерализацией	14176		14176				
Всего	**47176**		**35056**		**40241**		**33351**		**8206**		**2976**
Бурение скважин		15000	3000	Осветленные буровые сточные воды		8522	1684	Безвозвратные потери и осадок		6478 [5)]	1316 [6)]
Обратная промывка фильтров морской воды (подпитка)		434	314					Шлам после центрифуги [1)]		434	314
Промывка оборудования, гидроуборка		360	360	Производственные сточные воды		360	360				
Ливневые и талые воды				Ливневые и талые воды		1271	1271				
		28353	28353	Хозяйственно-бытовые сточные воды		14176	14176				

Водопотребление (забор морской воды), м³/год				***Водоотведение, м³/год***				***Безвозвратные потери, м³/год***			
Наименование	**Годы**			**Наименование**	**Годы**			**Наименование**	**Годы**		
	2031	**2032**	**2033**		**2031**	**2032**	**2033**		**2031**	**2032**	**2033**
Опреснительная установка на приготовление пресной воды				Морская вода после ОО с большей минерализацией		14176	14176				
Всего		**44146**	**32026**			**38506**	**31668**			**6912**	**1630**

Примечание:

1) *образующийся шлам отводится в контейнеры скипов для транспортировки на сушу и последующей обработки/размещения другими компаниями, и в данном проекте учтен как отходы в Разделе 4.9;*
2) *в том числе: 6180 м³/год - осадок учтен как отходы в Разделе 4.9, 1666 м³/год -безвозвратные потери;*
3) *в том числе: 2049 м³/год - осадок учтен как отходы в Разделе 4.9, 583 м³/год -безвозвратные потери;*
4) *в том числе: 6242 м³/год - осадок учтен как отходы в Разделе 4.9, 1501 м³/год -безвозвратные потери;*
5) *в том числе: 5186 м³/год - осадок учтен как отходы в Разделе 4.9, 1292 м³/год -безвозвратные потери;*
6) *в том числе: 1025 м³/год - осадок учтен как отходы в Разделе 4.9, 291 м³/год -безвозвратные потери.*

Водоотведение

При освоении месторождения Каламкас-море на морской платформе с буровой установкой и совмещенным жилым модулем будут образовываться следующие сточные воды:

- производственные;
- ливневые и талые воды;
- хозяйственно-бытовые;

Для сбора производственных сточных вод (промывка оборудования и гидроуборка) а также ливневых вод и воды после пожаротушения с поверхности площадки морской платформы, предусматривается открытая дренажная система канализации с резервуаром воды, объемом 500 м^3. Резервуар оборудован двумя погружными электронасосами и электрическим подогревателем, который обеспечивает подогрев воды в зимний период до ее откачки в установку очистки воды, производительностью 10 м^3/ч. Установка очистки включает: установки флотации растворенным воздухом, фильтрации, центрифугу и сливные насосы. На выходе блока очистки нефтесодержащей воды устанавливается резервуар для хранения очищенной воды, где проверяется качество стоков. Очищенные воды вывозятся для последующей обработки на берегу или передачи подрядной организации. Вероятный объем образования ливневых и талых вод в год составляет 1271 м^3/год (Приложение 5). Общий объем образования производственно-ливневых сточных вод для вариантов 1-3 составит 1631 м^3/год. (табл. 4.3.1.1.3).

Хозяйственно-бытовые сточные воды по системам безнапорных труб поступают в приемные емкости, оборудованные погружными насосами. Из сборных емкостей хозяйственно-бытовые сточные воды направляются в блок очистки. Очищенные хозяйственно-бытовые сточные воды вывозятся баржами на береговые сооружения для утилизации или передачи подрядным организациям и их объём составит 14176 м^3/год для всех рассматриваемы вариантов (табл. 4.3.1.1.1).

Технологическая схема приготовления пресной воды из морской воды на опреснительной установке предполагает образование условно-чистых вод более минерализованных, чем поступающая морская забортная вода за счёт опреснения части поступающей морской воды. Данная вода не загрязнена, а имеет повышенную минерализацию. При сбросе в море через водовыпуск она дополнительно разбавляется морской водой и при этом минерализация сбросных вод уменьшается. Ориентировочное образование условно-чистых минерализованных вод по вариантам составит 14176 м^3/год для всех рассматриваемы вариантов (табл. 4.3.1.1.3).

Разрешение на специальное водопользование на отведение условно-чистых возвратных морских вод в море на МЛСП будет получено после разработки Технического проекта, в котором будут уточнены объемы водоотведения. После согласования уточненных проектных решений и получения положительного заключения государственной экологической экспертизы будут разработаны удельные нормы водопотребления и водоотведения и получено Разрешение на специальное водопользование в соответствии с Правилами оказания государственной услуги «Разрешение на специальное водопользование» (приложение 1 к приказу и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 11 сентября 2020 года № 216).

4.3.1.2. Береговой технический комплекс (БТК), с наземным терминалом нефти (НТН)

Водопотребление

Источником водоснабжения в период эксплуатации Берегового технического комплекса, совмещенный с наземным терминалом нефти будет волжская вода с водовода Астрахань-Мангышлак (варианты 1-3) и альб-сеноманская вода с артезианских скважины (вариант 2 и 3), пробуренные на берегу в районе БТК.

Вода из водовода Астрахань-Мангышлак используется на следующие нужды:

- на приготовление воды питьевого качества для использования на хозяйственно-питьевые нужды работников БТК/НТН и вахтового посёлка;
- на обессоливание нефти;
- на производственные нужды (подготовка деминерализованной воды для подпитки системы пароснабжения, продувка котлов и др.);
- на пожаротушение.

Забор воды из артезианских скважин будет осуществляться с оформлением разрешения на специальное водопользование согласно ст.66 Водного Кодекса и использоваться на закачку в приконтурные зоны м/р Каламкас для поддержания пластового давления (варианты 2 и 3).

В соответствии с требованиями пожарной безопасности и нормами проектирования складов нефти и нефтепродуктов на НТН должен быть предусмотрен неприкосновенный запас пожарной воды. Основным вариантом является пожар на одном из резервуаров хранения нефти, требующий применения орошения на охваченном пожаром резервуаре, и дополнительно на двух примыкающих корпусах резервуаров с обшивкой. Минимальный запас пожарной воды в размере 2100,4 м^3 (по расчету) может храниться в двух стальных вертикальных резервуарах емкостью 1500 м^3 каждый (в каждом по 50% запаса).

Волжская вода с водовода «Астрахань-Мангышлак» через узел подключения подаётся на площадку БТК/НТН и поступает в сетчатый фильтр грубой очистки технической воды для удаления крупных взвешенных частиц, затем – на предварительную обработку в блок очистки технической воды.

После предварительной очистки, фильтрованная вода поступает в резервуар хранения технической воды и в два резервуара пожарной воды.

Фильтр многокомпонентной загрузки оснащен системами обратной промывки и продувки воздухом. Осадок, скапливающийся в верхней части фильтра и в фильтрующем слое, периодически (2 раза в сутки) промывается насосом обратной промывки.

Загрязнённая промывочная вода отводится в блок гидроциклона промывочной воды для очистки от механических примесей, затем отводится в резервуар пожарной воды.

Жидкий шлам будет собираться в ёмкости для последующей утилизации.

Главной целью применения установки очистки воды является удаление:

- механических примесей;
- растворенного железа и соединений марганца;
- биологических загрязнений (бактерий, вирусов и других микроорганизмов).

В состав установки очистки воды обычно входят следующие компоненты:

- первоначальное обеззараживание;
- стерилизация УФ-излучением;

- адсорбционная фильтрация;
- повторное обеззараживание в резервуаре с чистой водой;
- устройство электрохлорирования гипохлоритом;
- насосы подачи воды для фильтров;
- насосы питьевой воды.

На следующем этапе проектирования состав и характеристики установки подготовки воды будут уточнены.

Перед подачей воды на хозяйственно-питьевые нужды, вода должна пройти дополнительную очистку в установках обеззараживания ультрафиолетовым излучением, которые могут размещаться в блочных модулях.

Качество питьевой воды 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).

Хозяйствующие субъекты, осуществляющие водоснабжение и эксплуатацию систем водоснабжения, осуществляют 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).

Вода питьевого качества подаётся в систему хозяйственно-питьевого водопровода и используется для аварийных душевых, санитарно-технического оборудования, размещенного в бытовом корпусе.

Вследствие того, что жилые помещения берегового комплекса расположены на удаленном расстоянии от технологических установок, предусматривается соответствующая система питьевой воды для вахтового поселка. Питьевая вода для него хранится в 2-х резервуарах запаса питьевой воды. Далее после обеззараживания и стерилизации она подается насосами питьевой воды в систему питьевой воды вахтового поселка.

Для работающих на производственных площадках БТК/НТН предусматривается доставка еды, приготовленной в вахтовом посёлке.

Для удовлетворения питьевых нужд персонала используется бутилированная вода из расчета 2 литра на человека в смену.

Ориентировочные потребности воды питьевого качества на хозяйственно-питьевые нужды при эксплуатации БТК/НТН представлены в таблице 4.3.1.2.1.

Таблица 4.3.1.2.1 Ориентировочные потребности воды питьевого качества на хозяйственно-питьевые нужды на БТК/НТН

№	Наименование потребителей	Кол-во потребителей	Норма расхода воды	Кол-во дней работы в год	Водопотребление		Водоотведение		Примечание
					м³/сут	м³/год	м³/сут	м³/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
На хозяйственно-питьевые нужды					Волжская вода		Хозяйственно-бытовые сточные воды		
1	Хозяйственно-питьевые нужды персонала на производстве	100 чел.	25 л/чел	365	2,5	912,5	2,5	912,5	СП РК 4.01-101-2012 Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений (с изменениями от 25.12.2017 г.)
2	Душевые	8 сеток х 2/сутки смены	500 л/сетка/смена	365	8	2920,0	8	2920	
3	Промывка Фильтров на установке подготовки питьевой воды	1	0,6 м³/сут	365	0,6	219	0,6	219	
4	Проживание в вахтовом посёлке	100 чел.	150 л/чел	365	15	5475	15	5475	
5	Приготовление пищи в столовой	900 блюд/сут	12 л/блюдо	365	10,8	3942	10,8	3942	
6	Прачечная (стирка белья и спецодежды)	50 кг	75 л/кг	365	3,75	1368,75	3,75	1368,75	
7	Вспомогательные нужды (промывка резервуаров и трубопроводов и т.д.)		3 м³/сут	365	3	1095	3	1095	
	Всего				**43,65**	**15932**	**43,65**	**15932**	

Для всех вариантов для обессоливания нефти используется подготовленная волжская вода из водовода Астрахань –Мангышлак.

Для поддержания пластового давления при закачке попутно добываемой воды (варианты 2 и 3) параллельно используется закачка подготовленной альб-сеноманской воды из артезианских скважин, расположенных рядом с БТК. Вода из артезианских скважин перед закачкой в приконтурные зоны м/р Каламкас-море подвергается очистке на установке подготовки воды, которая состоит из следующего оборудования: фильтры грубой очистки, фильтры средней очистки, деаэраторы и блок реагентов.

Альб-сеноманская вода вначале направляется в первую ступень блока фильтрации установки подготовки альб-сеноманской воды, в фильтры грубой фильтрации для удаления твердых макрочастиц. В основу работы фильтров грубой фильтрации заложен принцип механической задержки крупных частиц примесей. В качестве рабочего элемента выступает сетка с определённым диаметром ячейки. Все механические частицы, имеющие размер больший, чем ячейка сетки, не могут через неё пройти и задерживаются на поверхности.

После выхода с аппаратов грубой фильтрации альб-сеноманская вода направляется в фильтр средней очистки. В основе работы блока фильтров средней очистки лежит использование самоочищающегося сетчатого фильтра.

Принципиальная технологическая схема подготовки альб-сеноманской воды на БТК для системы ППД м/р Каламкас-море представлена в Разделе 2.

Вода обратной промывки, производимая партиями в процессе предварительной и средней очистки, собирается в накопительной емкости для обратной промывки. Поток промывных вод непрерывно перекачивается и обрабатывается в декантерной (горизонтальной) центрифуге со шнековой выгрузкой непрерывного действия, предназначенного для механического центробежного разделения (сепарации) за счёт разности плотности веществ. В поток, поступающий в центрифугу, добавляется уплотняющий полимер, чтобы увеличить плотность шлама, который отводится в контейнеры скипов для транспортировки на сушу и последующей обработки/размещения другими компаниями. Поток очищенной воды после центрифуги направляется в резервуар промывной воды центрифуги, откуда подается насосом обратно в блок фильтров предварительной очистки для последующей обработки, где периодически используется для обратной промывки центрифуги.

Далее альб-сеноманская вода направляется в деаэратор с целью удаления растворенного кислорода. На входе в деаэратор, для улучшения параметров работы, в воду добавляется пеногаситель, а для снижения содержание кислорода с 50 до 10 ppm (млн-1), в нижнюю часть аппарата предусматривается добавление поглотителя кислорода.

Подготовленная альб-сеноманская вода после деаэратора посредством подпорных насосов воды подается на прием подводящего трубопровода экспортных высоконапорных насосов, где происходит ее смешивание с подготовленной пластовой водой для последующей перекачки на морскую платформу.

Расчет ориентировочной потребности воды на производственные нужды БТК/НТН для вариантов 1 - 3 представлен в таблице 4.3.1.2.2.

Таблица 4.3.1.2.2 Расчет ориентировочной потребности воды на производственные нужды БТК/НТН

№	Наименование потребителей	Водопотребление				Водоотведение				Безвозвратные потери	
		Волжская вода с водовода Астрахань-Мангышлак		Альб-сеноманская вода с артезианских скважин		В скважины для ППД		На повторное использование			
		м³/сут	м³/год	м³/сут	м³/год	м³/сут	м³/год	м³/сут	м³/год	м³/сут	м³/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Подготовка Волжской воды (промывка песчаных и угольных фильтров)	6,1	2082					4,8	1666 1)	1,2	416 2)
2	Подготовка Альб-сеноманской воды (подпитка системы промывки фильтров)			12	4199						4199 3)
3	Производственные нужды (подготовка деминерализованной воды для подпитки системы паро-снабжения, продувка котлов и прочее)	40	14600			28	10220			12	4380 4)
	Всего	**46,1**	**16682**	**12,2**	**4199**	**28,0**	**10220**	**4,8**	**1666**	**25,4**	**8995**

Примечания:

1) *Промывочная вода фильтров после очистки на гидроциклоне направляется в пожарные резервуары;*
2) *Осадок (шлам) после гидроциклонов учитывается как отходы в разделе 4.9;*
3) *Осадок (шлам) после центрифуги учитывается как отходы в разделе 4.9;*
4) *Безвозвратные потери воды на испарение.*

Ориентировочная потребность в водопотреблении свежей воды на производственные нужды и закачки в систему ППД на БТК/НТН представлена в таблице 4.3.1.2.3.

Таблица 4.3.1.2.3 Ориентировочная потребность в водопотреблении свежей воды на производственные нужды и закачки в систему ППД на БТК/НТН

Вариант	Наименование потребителей	Годы		
		2031	2032	2033
1	Волжская вода на производственные нужды	16682	16682	
	Волжская вода на обессоливание нефти	330650	351300	
	Всего свежей воды	**347332**	**367982**	
2	Волжская вода на производственные нужды	16682		16682
	Волжская вода на обессоливание нефти	322600		400480
	Альб-сеноманская вода на производственные нужды	4199		4199
	Альб-сеноманская вода для ППД	1622780		3216500
	Всего свежей воды	**1966261**		**3637861**
3	Волжская вода на производственные нужды		16682	16682
	Волжская вода на обессоливание нефти		398430	398600
	Альб-сеноманская вода на производственные нужды		4199	4199
	Альб-сеноманская вода для ППД		3900450	4198580
	Всего свежей воды		**4319761**	**4618061**

Балансовая таблица водопотребления и водоотведения при эксплуатации БТК/НТН для вариантов 1-3 приведен в таблице 4.3.1.2.4.

Таблица 4.3.1.2.4 Балансовая таблица водопотребления и водоотведения при эксплуатации БТК/НТН для вариантов 1-3

Варианты	*Водопотребление, м³/год*				*Водоотведение, м³/год*				*Безвозвратные потери, м³/год*			
	Наименование	Годы			Наименование	Годы			Наименование	Годы		
		2031	2032	2033		2031	2032	2033		2031	2032	2033
1	Волжская вода на хозяйственно-питьевые нужды	15932	15932		Хозяйственно-бытовые сточные воды	15932	15932					
	Подготовка Волжской воды (промывка песчаных и угольных фильтров)	2082	2082		Промывочная вода фильтров после очистки направляется в пожарные резервуары	1666	1666		шлам	416	416	
	Волжская вода на производственные нужды	14600	14600		Производственные воды продувки котлов и воды из системы деминерализации, совместно с пластовой водой и водой обессоливания нефти после очистки направляются на закачку в поглощающие скважины	10220	10220		потери на испарение	4380	4380	
	Волжская вода на обессоливание нефти	330650	351300			330650	351300					
	Пластовая вода с технологического процесса					921100	1468500					
	Ливневые и талые воды с технологических площадок				Ливневые и талые воды с технологических площадок	10166	10166					
	Всего	**363264**	**383914**			**1289734** [1)]	**1857784** [2)]			**4796**	**4796**	
2	Волжская вода на хозяйственно-питьевые нужды	15932		15932	Хозяйственно-бытовые сточные воды	15932		15932				
	Подготовка Волжской воды (промывка песчаных и угольных фильтров)	2082		2082	Промывочная вода фильтров после очистки направляется в пожарные резервуары	1666		1666	шлам	416		416
	Волжская вода на производственные нужды	14600		14600	Производственные воды продувки кот-	10220		10220	потери на испарение	4380		4380

Варианты	*Водопотребление, м³/год*				*Водоотведение, м³/год*				*Безвозвратные потери, м³/год*			
	Наименование	**Годы**			**Наименование**	**Годы**			**Наименование**	**Годы**		
		2031	**2032**	**2033**		**2031**	**2032**	**2033**		**2031**	**2032**	**2033**
	Волжская вода на обессоливание нефти	322600		400480	лов и воды из системы деминерализации, совместно с пластовой водой и водой обессоливания нефти после очистки направляются на закачку для ППД	322600		400480				
	Пластовая вода с технологического процесса					889000		1956900				
	Альб-сеноманская вода на подпитку системы обратной промывки фильтров	4199		4199					шлам	4199		4199
	Альб-сеноманская вода на ППД	1622780		3216500					на ППД	1622780		3216500
	Ливневые и талые воды с технологических площадок				Ливневые и талые воды с технологических площадок	10166		10166				
	Всего	**1982193**		**3653793**		**1249584** [3)]		**2395364** [4)]		**1631775**		**3225495**
3	Волжская вода на хозяйственно-питьевые нужды		15932	15932	Хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся на очистные сооружения		15932	15932				
	Подготовка Волжской воды (промывка песчаных и угольных фильтров)		2082	2082	Промывочная вода фильтров после очистки направляется в пожарные резервуары		1666	1666	шлам		416	416
	Волжская вода на производственные нужды		14600	14600	Производственные воды продувки котлов и воды из системы деминерализации, совместно с пластовой водой и водой обессоливания нефти после очистки		10220	10220	потери на испарение		4380	4380
	Волжская вода на обессоливание нефти		398430	398600			398430	398600				
	Пластовая вода с технологического процесса						1581800	2107400				

Варианты	Водопотребление, м³/год				Водоотведение, м³/год				Безвозвратные потери, м³/год			
	Наименование	Годы			Наименование	Годы			Наименование	Годы		
		2031	2032	2033		2031	2032	2033		2031	2032	2033
					направляются на закачку для ППД							
	Альб-сеноманская вода на подпитку системы обратной промывки фильтров		4199	4199					шлам		4199	4199
	Альб-сеноманская вода на ППД		3900450	4198580					на ППД		3900450	4198580
	Ливневые и талые воды с технологических площадок				Ливневые и талые воды с технологических площадок		10166	10166				
	Всего		**4335693**	**4633993**			**2018214** [5)]	**2543984** [6)]			**3909445**	**4207575**

Примечания:

1) в балансе не участвует 931266 м³/год, в том числе: 921100 м³/год пластовая водв; 10166 м³/год ливневые воды;

2) в балансе не участвует 1478666 м³/год, в том числе: 1468500 м³/год пластовая водв; 10166 м³/год ливневые воды;

3) в балансе не участвует 899166 м³/год, в том числе: 889000 м³/год пластовая водв; 10166 м³/год ливневые воды;

4) в балансе не участвует 1967066 м³/год, в том числе: 1956900 м³/год пластовая водв; 10166 м³/год ливневые воды;

5) в балансе не участвует 1591966 м³/год, в том числе: 1581800 м³/год пластовая водв; 10166 м³/год ливневые воды;

6) *в балансе не участвует 2117566 м³/год, в том числе: 2107400 м³/год пластовая водв; 10166 м³/год ливневые воды.*

Водоотведение

В период эксплуатации Берегового технического комплекса и наземного терминала нефти будут образовываться следующие сточные воды:

- пластовые воды совместно с водой после обессоливания нефти;
- производственные воды (после продувки котлов и отработанные воды из системы деминерализации);
- ливневые и талые воды с технологических площадок;
- хозяйственно-бытовые сточные воды.

Пластовая вода и вода после обессоливания нефти, собранная с основных аппаратов (сепаратора первой ступени сепарации, сепаратора второй ступени сепарации, сепаратора обессоливателя и установки стабилизации нефти), а также *производственные сточные воды после продувки котлов и отработанные воды из системы деминерализации*, направляется в приёмную емкость Установки подготовки пластовой воды.

При проектировании системы подготовки пластовой воды принимались во внимание технические условия, которые соответствуют требованиям СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» (таблице 4.3.1.2.5).

Таблица 4.3.1.2.5 Требования к качеству воды, направляемой на закачку в систему ППД

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм^2	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора*	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл. свыше 0,1	-	до 3 до 5	до 5 до 10
до 0,35 вкл свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл менее 2	до 15 до 30	до 15 до 30
до 0,6 вкл свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл менее 3,6	до 40 до 50	до 40 до 50

***Примечание** - *Коэффициент относительной трещиноватости следует определять в соответствии с РДС 39-01-041-81 - Методика прогнозного определения норм качества сточных вод для внутриконтурного заводнения новых нефтяных месторождений платформенного типа.*

Из СТ РК 1662-2007 следует, что остаточное содержание мехпримесей (взвешенных веществ) и нефти в направляемой на ППД воде зависит от проницаемости пористой среды коллектора. Следовательно, критерии очистки должны быть установлены после проведения более детального исследования пород продуктивного горизонта, куда будет закачиваться вода для ППД, и только после этого могут быть установлены точные показатели очистки, которые могут повлиять на выбор соответствующего очистного оборудования.

Установка подготовки пластовой воды состоит из следующего оборудования:

- приемная емкость пластовой воды;
- гидроциклоны очистки от нефти;
- гидроциклон для удаления песка;
- компактная флотационная установка (КФУ);
- резервуар для хранения очищенной воды.

Технологический цикл установки подготовки подтоварной воды на БТК с месторождений Каламкас-море предусматривает две стадии очистки от взвешенных частиц, минеральных солей и остаточных нефтепродуктов:

- первичную стадию очистки (емкость пластовой воды для отделения пленки накопившейся остаточной нефти путем установки ловушки из гофрированных пластин);
- вторичную стадию очистки (гидроциклоны для удаления взвешенных частиц и остаточного нефтепродукта и флотационная установка).

Попутно добываемая вода с установок обезвоживания II ступени, с установки обессоливания I ступени и стабилизационной колонны общим коллектором поступает в емкость пластовой воды, где путем применения ловушек из гофрированных пластин удаляется пленка накопившегося остаточного нефтепродукта. Далее попутно добываемая вода с емкости пластовой воды с помощью насосов направляется в блок фильтрации. На первой ступени блока фильтрации расположены гидроциклоны для удаления нефти. Затем поток попутно добываемой воды направляется в гидроциклон удаления песка. Это позволяет снизить вероятность образования эмульсий в результате высокой степени разбивки при перекачке.

Принцип работы гидроциклона основан на использовании центробежных сил, превосходящих силу тяжести. Очищение попутно добываемой воды происходит путем сепарации частиц твердой фазы во вращающемся потоке жидкости. Центробежное поле создается в результате тангенциального ввода, плотные частицы загрязнителя выталкиваются потоками к трубе слива, очищенная вода выходит из гидроциклона.

Второй ступенью блока фильтрации установки подготовки попутно добываемых вод является компактная флотационная установка (КФУ). При флотации извлечение эмульгированных нефтепродуктов осуществляется пузырьками воздуха или смеси углеводородных газов, введенных в воду разными способами. Обычно прилипание частиц воздуха или другого газа к извлекаемой частице какого-либо вида обусловлено неполным смачиванием последней водой, т.е. ее гидрофобностью. Чем выше гидрофобность извлекаемых примесей, тем больше вероятность их закрепления на пузырьках воздуха. В связи с этим флотационная очистка сточных вод технологически и экономически эффективна при извлечении примесей, обладающих природной гидрофобностью таких, как остаточные нефтепродукты.

В данном проекте в КФУ применяется отходящий газ, который отделяет остаточную нефть от воды до уровня, приемлемого для закачки воды. Флотация снижает плотность остаточной нефти, которая всплывает и отводится в одну из выбранных точек вдоль высоты сосуда. После этого осуществляется отделение газа и жидкой фазы. Регенерированная нефть перекачивается в сепаратор НД, тогда как газ отводится в факельный сепаратор НД.

Попутно добываемая вода после выхода с компактной флотационной установки соответствует требованиям СТ РК 1662–2007.

Далее попутно добываемая вода через подпорные насосы проходит сменный картридж защитных фильтров, который позволяет удалить все взвешенные частицы размером более 10 мкм. Подготовленная попутно добываемая и альб-сеноманская вода с водозаборных скважин направляются на отдельные РВС для ведения раздельного учета и резервного накопления. Данные РВС должны иметь технологическую обвязку с возможностью одновременной подачи воды и через подпорные насосы подаваться на прием к высоконапорным насосным агрегатам для дальнейшей закачки через нагнетательные скважины в продуктивные пласты месторождения Каламкас-море.

После очистки подготовленная смесь пластовой воды будет использоваться:

- по варианту 1 для закачки в поглощающие скважины;
- по вариантам 2 и 3 для поддержания пластового давления.

Ориентировочный объём воды на закачку в поглощающие скважины (вариант 1) и на ППД (варианты 2 и 3) представлен в таблице 4.3.1.2.6.

Таблица 4.3.1.2.6 Ориентировочный объём воды на закачку в поглощающие скважины (вариант 1) и на ППД (варианты 2 и 3)

Варианты	Наименование потребителей	Годы		
		2031	2032	2033
1	Пластовая вода	921100	1468500	
	Вода после обессоливания нефти	330650	351300	
	Производственные воды продувки котлов и из системы деминерализации	10220	10220	
	Всего Поглощающие скважины	**1251750**	**1819800**	
2	Пластовая вода	889000		1956900
	Вода после обессоливания нефти	322600		400480
	Производственные воды продувки котлов и из системы деминерализации	10220		10220
	Свежая артезианская вода	1622780		3216500
	Всего ППД	**2844600**		**5584100**
3	Пластовая вода		1581800	2107400
	Вода после обессоливания нефти		398430	398600
	Производственные воды продувки котлов и из системы деминерализации		10220	10220
	Свежая артезианская вода		3900450	4198580
	Всего ППД		**5890900**	**6714800**

Для сбора ливневых и талых вод, воды после пожаротушения с технологических площадок предусматривается открытая дренажная система с приёмным резервуаром воды. Из резервуара ливневые нефтесодержащие сточные воды будут поступать на установку очистки нефтесодержащих сточных вод.

В соответствии с документом СН РК 4.01-03-2011. «Водоотведение. Наружные сети и сооружения» в качестве приоритетных показателей, на которые следует ориентироваться при выборе технологической схемы очистки поверхностного стока с территорий, необходимыми и достаточными являются такие обобщённые показатели качества воды, как содержание взвешенных веществ, нефтепродуктов и значение показателей $БПК_{20}$, характеризующие присутствие легко- и трудно окисляемых органических соединений.

Установка очистки включает: установки флотации растворенным воздухом, фильтрации, центрифугу и сливные насосы. На выходе блока очистки нефтесодержащей воды устанавливается резервуар для хранения очищенной воды, где проверяется качество стоков. Очищенная вода поступает в приемный резервуар очищенных стоков; остаточный шлам собирается в соответствующие контейнеры для передачи подрядной организации. При соответствии качества очистки требованиям ППД для пластовой воды, очищенная вода посредством насосов направляется в систему закачки воды для объединения с пластовой водой и последующей закачки в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления. Если качество очищенной воды не соответствует требованиям ППД, то она сбрасывается на пруд-испаритель №1.

Вероятный объем образования ливневых и талых вод с технологических площадок БТК/НТН составляет 10166 $м^3$/год (Приложение 5).

Ориентировочные показатели загрязняющих веществ, отводимых с очищенными ливневыми сточными водами на пруд-испаритель № 1, приведены в таблице 4.3.1.2.7 (по проектам-аналогам).

Таблица 4.3.1.2.7 Ориентировочные показатели загрязняющих веществ, отводимых с очищенными ливневыми сточными водами на пруд-испаритель №1

№	Наименование показателей	Объем сброса		Концентрация на сбросе	Сброс	
		м³/сут	м³/год	мг/дм³	г/ч	т/год
1	Взвешенные вещества	48,4	10166	20	40,34	0,2033
2	Нефтепродукты			3,3	6,66	0,0335
3	$БПК_5$			584	1177,97	5,9369
	Всего				**1224,96**	**6,1738**

Хозяйственно-бытовые сточные воды от санитарных приборов, установленных в бытовых помещениях, административных зданиях, операторной, лаборатории и от аварийных душевых установок, а также от вахтового поселка и столовой по самотечной сети канализации собираются в емкости, откуда насосами перекачиваются на канализационные очистные сооружения для биологической очистки.

Очистные сооружения биологической очистки воды включают следующие сооружения:

- приёмная емкость;
- механическая очистка сточных вод (механические решётки, песколовки, маслоуловители и усреднители);
- блок биологической очистки (аэробная биохимическая очистка в реакторах);
- установка обеззараживания.

После очистки и обеззараживания хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся в пруд-испаритель №2.

Ориентировочные объемы образования хозяйственно-бытовых сточных вод на БТК/НТН составит 15932 м³/год, 43,65 м³/сут (таблица 4.3.1.2.1).

Ориентировочные показатели загрязняющих веществ, отводимых с очищенными хозяйственно-бытовыми сточными водами на пруд-испаритель (по проектам-аналогам) представлен в таблице 4.3.1.2.8.

Таблица 4.3.1.2.8 Ориентировочные показатели загрязняющих веществ, отводимых с очищенными хозяйственно-бытовыми сточными водами на пруд-испаритель №2

№	Наименование показателей	Объем сброса		Концентрация на сбросе	Сброс	
		м³/сут	м³/год	мг/дм³	г/ч	т/год
1	Взвешенные вещества	43,65	15932	49,31	89,68	0,7856
2	Хлориды			510,81	929,04	8,1382
3	Сульфаты			500	909,38	7,9660
4	Фосфаты			11,48	20,88	0,1829
5	Азот аммонийный			2	3,64	0,0319
6	Нитраты			89,14	162,12	1,4202
7	Нитриты			3,3	6,00	0,0526
8	Нефтепродукты			1,51	2,75	0,0241
9	Фенолы			0,01	0,02	0,0002
10	АПАВ			0,67	1,22	0,0107
11	Железо общее			0,39	0,71	0,0062
12	ХПК			104,11	189,35	1,6587
13	$БПК_{полн}$			22,26	40,49	0,3546
	Всего					**20,6318**

Для предотвращения возможного воздействия прудов-испарителей №1 и №2 на подземные воды, почвы и грунты стенки и днища которых должны иметь надежную гидроизоляцию, состоящую из нескольких слоев: полипропиленовой пленки, утрамбованной глины, и железобетонных плит. Для своевременного реагирования на возможные нарушения гидроизоляции по периметру прудов-накопителей должна быть обустроена сеть наблюдательных скважин за состоянием грунтовых вод.

Рабочий объем прудов-испарителей №1 и №2 при проектировании должен быть рассчитан на прием сточных вод с учетом испарения с поверхности воды в теплое время года и накопления в осенне–зимний период, когда отсутствует испарение с зеркала поверхности воды.

Объемы и состав очищенных сточных вод при сбросе на пруды-испарители №1 и №2 должны контролироваться, что будет отражено в программе ПЭК.

Разрешение на специальное водопользование на сброс очищенных сточных вод в пруды-испарители №1 и №2 на БТК/НТН будет получено после разработки Технического проекта, в котором будут уточнены объемы водоотведения. После согласования уточненных проектных решений и получения положительного заключения государственной экологической экспертизы будут разработаны удельные нормы водопотребления и водоотведения и получено Разрешение на специальное водопользование в соответствии с Правилами оказания государственной услуги «Разрешение на специальное водопользование» (приложение 1 к приказу и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 11 сентября 2020 года № 216).

4.3.1.3. Общий баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации МЛСП и БТК/НТН

Общий баланс водопотребления, водоотведения и безвозвратных потерь при эксплуатации МЛСП и БТК/НТН представлен в таблице 4.3.1.3.1.

Вариант 1:

2031 г.

Водопотребление составит всего – 410441 м^3/год из них:

- на производственные нужды – 380332 м^3/год;
- на хозяйственно-питьевые нужды – 30109 м^3/год.

Водоотведение составит всего – 1329872 м^3/год, из них:

- производственные и ливневые сточные воды – 1298132 м^3/год;
- хозяйственно-бытовые сточные воды – 30109 м^3/год.

Баланс:

410441 м^3/год (водопотребление) – 1329872 м^3/год (водоотведение, в том числе в балансе не учувствуют 921100 м^3/год пластовая вода, 11437 м^3/год ливневые воды) = 13106 м^3/год из них:

- потери на испарение – 6046 м^3/год;
- потери со шламом (осадком) – 7060 м^3/год.

2032 г.

Водопотребление составит всего – 418971 м^3/год из них:

- на производственные нужды – 388862 м^3/год;
- на хозяйственно-питьевые нужды – 30109 м^3/год.

Водоотведение составит всего – 1891135 м^3/год, из них:

- производственные и ливневые сточные воды – 1859396 м^3/год;
- хозяйственно-бытовые сточные воды – 30109 м^3/год.

Баланс:

418 971 м^3/год (водопотребление) – 1891135 м^3/год (водоотведение, в том числе в балансе не учувствуют: 1468500 м^3/год пластовая вода, 11437 м^3/год ливневые воды) = 7772 м^3/год из них:

- потери на испарение – 4963 м^3/год;
- потери со шламом (осадком) – 2809 м^3/год

Вариант 2:

2031 г.

Водопотребление составит всего – 2029369 м^3/год из них:

- на производственные нужды – 1999261 м^3/год;
- на хозяйственно-питьевые нужды – 30109 м^3/год.

Водоотведение составит всего – 1289825 м^3/год, из них:

- производственные и ливневые сточные воды – 1289825 м^3/год;
- хозяйственно-бытовые сточные воды – 30109 м^3/год.

Баланс:

2029369 м^3/год (водопотребление) – 1289825 м^3/год (водоотведение, в том числе в балансе не учувствуют 889000 м^3/год пластовая вода, 11437 м^3/год ливневые воды) = 1639981 м^3/год из них:

- альб-сеноманская вода на ППД – 1622780 м^3/год;
- потери на испарение – 5881 м^3/год;
- потери со шламом (осадком) – 11320 м^3/год.

2033 г.

Водопотребление составит всего – 3688849 м^3/год из них:

- на производственные нужды – 3658741 м^3/год;
- на хозяйственно-питьевые нужды – 30109 м^3/год.

Водоотведение составит всего – 2428715 м^3/год, из них:

- производственные и ливневые сточные воды – 2398607 м^3/год;
- хозяйственно-бытовые сточные воды – 30109 м^3/год.

Баланс:

3688849 м^3/год (водопотребление) – 2428715 м^3/год (водоотведение, в том числе в балансе не учувствуют 1956900 м^3/год пластовая вода, 11437 м^3/год ливневые воды) = 3228471 м^3/год из них:

- альб-сеноманская вода на ППД – 3216500 м^3/год;
- потери на испарение – 4963 м^3/год;
- потери со шламом (осадком) – 7008 м^3/год.

Вариант 3:

2032 г.

Водопотребление составит всего – 4379839 м^3/год из них:

- на производственные нужды – 4349731 м^3/год;
- на хозяйственно-питьевые нужды – 30109 м^3/год.

Водоотведение составит всего – 2056720 м^3/год, из них:

- производственные и ливневые сточные воды – 2026611 м^3/год;
- хозяйственно-бытовые сточные воды – 30109 м^3/год.

Баланс:

4379839 м^3/год (водопотребление) – 2056720 м^3/год (водоотведение, в том числе в балансе не учувствуют: 1581800 м^3/год пластовая вода, 11437 м^3/год ливневые воды) = 3916357 м^3/год из них:

- альб-сеноманская вода на ППД – 3900450 м^3/год;
- потери на испарение – 4380 м^3/год;
- потери со шламом (осадком) – 10235 м^3/год.

2033 г.

Водопотребление составит всего – 4666019 м^3/год из них:

- на производственные нужды – 4635911 м^3/год;
- на хозяйственно-питьевые нужды – 30109 м^3/год.

Водоотведение составит всего – 2575651 м^3/год, из них:

- производственные и ливневые сточные воды – 2545543 м^3/год;
- хозяйственно-бытовые сточные воды – 30109 м^3/год.

Баланс:

4666019 м^3/год (водопотребление) – 2575651 м^3/год (водоотведение, в том числе в балансе не учувствуют: 2107400 м^3/год пластовая вода, 11437 м^3/год ливневые воды) = 4209205 м^3/год из них:

- альб-сеноманская вода на ППД – 4198580 м^3/год;
- потери на испарение – 4671 м^3/год;
- потери со шламом (осадком) – 5954 м^3/год.

Таблица 4.3.1.3.1 Общий баланс водопотребления, водоотведения и безвозвратных потерь при эксплуатации МЛСП и БТК/НТН

Производство		Водопотребление, м³/год						Безвозвратное потребление	Водоотведение, м³/год				
		Всего	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							
			всего	в т.ч. питьевого качества									
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
МЛСП													
Вариант 1	2031 г.	47176	33000				14176	8309	40138		24331	14176	
	2032 г.	35056	20880				14176	2976	33351		17544	14176	
Вариант 2	2031 г.	47176	33000				14176	8206	40241		26065	14176	
	2033 г.	35056	20880				14176	2976	33351		19175	14176	4
Вариант 3	2032 г.	44146	29970				14176	6912	38506		24329	14176	
	2033 г.	32026	17850				14176	1630	31668		17491	14176	
БТК/НТН													
Вариант 1	2031 г.	363264	347332				15932	4796	1289734		1273802	15932	
	2032 г.	383914	367982				15932	4796	1857784		1841852	15932	
Вариант 2	2031 г.	1982193	1966261				15932	1631775	1249584		1233652	15932	
	2033 г.	3653793	3637861				15932	3225495	2395364		2379432	15932	
Вариант 3	2032 г.	4335693	4319761				15932	3909445	2018214		2002282	15932	
	2033 г.	4633993	4618061				15932	4207575	2543984		2528052	15932	
Всего МЛСП, БТК/НТН													
Вариант 1	2031 г.	410441	380332				30109	13106	1329872 [1)]		1298132	30109	
	2032 г.	418971	388862				30109	7772	1891135 [2)]		1859396	30109	
Вариант 2	2031 г.	2029369	1999261				30109	1639981	1289825 [3)]		1259716	30109	
	2033 г.	3688849	3658741				30109	3228471	2428715 [4)]		2398607	30109	
Вариант 3	2032 г.	4379839	4349731				30109	3916357	2056720 [5)]		2026611	30109	
	2033 г.	4666019	4635911				30109	4209205	2575651 [6)]		2545543	30109	

Примечания:

1) в балансе не участвует 932537 м³/год, в том числе: 921100 м³/год пластовая водв; 11437 м³/год ливневые воды;
2) в балансе не участвует 1479937 м³/год, в том числе: 1468500 м³/год пластовая водв; 11437 м³/год ливневые воды;
3) в балансе не участвует 900437 м³/год, в том числе: 889000 м³/год пластовая водв; 11437 м³/год ливневые воды;
4) в балансе не участвует 1968337 м³/год, в том числе: 1956900 м³/год пластовая водв; 11437 м³/год ливневые воды;
5) в балансе не участвует 1593237 м³/год, в том числе: 1581800 м³/год пластовая водв; 11437 м³/год ливневые воды;
6) в балансе не участвует 2118837 м³/год, в том числе: 2107400 м³/год пластовая водв; 11437 м³/год ливневые воды.

4.3.1.4. Мероприятия, предотвращающие воздействие сточных вод на окружающую среду

Защита от загрязнения поверхностных и подземных вод на рассматриваемых объектах будут обеспечиваться следующими проектными решениями:

- на МЛСП сброс в море загрязнённых сточных вод исключен;
- на всех площадках для сбора образующихся сточных вод будут предусмотрены раздельные системы канализации с приёмными резервуарами;
- на МЛСП все образующиеся сточные воды после предварительной очистки вывозятся баржами на береговые сооружения для утилизации или передачи подрядным организациям;
- образующиеся на БТК/НТН и вахтовом посёлке хозяйственно-бытовые сточные воды и ливневые воды после очистки отводятся в пруды-испарители;
- конструкция прудов-испарителей должна иметь надежную гидроизоляцию дна и стенок, состоящую из нескольких слоев: полипропиленовой пленки, утрамбованной глины, и железобетонных плит;
- по периметру прудов-испарителей должна быть обустроена сеть наблюдательных скважин за состоянием грунтовых вод, для своевременного реагирования на возможные нарушения гидроизоляции;
- попутно-добываемая пластовая вода, вода после обессоливания нефти, производственные воды продувки котлов и вода из системы деминерализации после очистки будут подаваться на прием к высоконапорным насосным агрегатам для дальнейшей закачки через нагнетательные скважины в продуктивные пласты месторождения Каламкас-море;
- все резервуары питьевой и технической воды оснащены сливными и переливными трубопроводами;
- предусмотрены герметизированные системы хранения и использования химических реагентов водоподготовки и очистки сточных вод.

Принятая на рассматриваемых объектах система водохозяйственной деятельности обеспечивает рациональное водопользование:

- использование свежей воды технического качества на производственные нужды будет осуществляться в соответствии с регламентом производства;
- потребление питьевой воды для удовлетворения хозяйственно-питьевых нужд обеспечивает необходимую степень благоустройства работающих и проживающих в вахтовом поселке в соответствии с нормами водопотребления, установленными в Республике Казахстан;
- на всех участках трубопровода: при заборе воды из моря, из водовода Астрахань-Мангышлак, из артезианских скважин, при подаче воды на технологические процессы и на хозяйственно-питьевые нужды, а также при сбросе сточных вод в пруды-испарители и на ППД, будут установлены водомеры (счетчики) для учета объемов воды;
- потребность в свежей воде для приготовления бурового раствора сокращена за счет использования системы очистки и повторного использования бурового раствора;
- потребность в свежей воде для обратной промывки фильтров при подготовке морской воды, альб-сеноманской воды и волжской воды сокращена за счет очистки промывочной воды на центрифуге и гидроциклонах с последующим повторным использованием.

Качество потребляемой питьевой и технической воды после очистки будут соответствовать требованиям, предъявляемым к данному виду хозяйственной деятельности.

На рассматриваемых объектах будет осуществляться производственный экологический контроль, в рамках которого:

- контроль (учет) объемов водопотребления и водоотведения;
- лабораторный контроль воды после установок водоподготовки;
- лабораторный контроль состава сбрасываемых сточных вод;
- организовано ежеквартальное наблюдение за качеством грунтовых вод в районе размещения прудов-испарителей сточных вод.

Во избежание возможных аварийных ситуаций при эксплуатации необходимо:

- соблюдать технологический регламент процессов водоподготовки и очистки сточных вод;
- соблюдать правила техники безопасности и правил эксплуатации оборудования;
- осуществлять обязательный контроль герметизации всех емкостей и трубопроводов во избежание утечки и т.д.;
- проводить плановый профилактический ремонт оборудования и трубопроводов;
- обеспечивать беспрепятственный проезд аварийных служб к любой точке территории;
- выполнять предписания инспектирующих организаций.

4.3.2. Оценка возможного воздействия на воду моря

Одним из основных видов воздействия на качество морской воды при эксплуатации Морской ледостойкой платформы на Каламкас-море с буровой установкой и совмещенным жилым модулем (МЛСП) являются жилой комплекс и буровые работы, при котором потребуется обслуживание различных типов судов с перемещение судов на акватории моря, которые будут являться источниками выбросов ЗВ и др. видов воздействия на ОС. При эксплуатации судовых энергетических установок образуются нефтесодержащие льяльные воды. Их образование обусловлено протечками нефтепродуктов через арматуру, фланцевые соединения, сальники механизмов и т.п. Суда оборудованы в соответствии с требованиями международной конвенции по предотвращению загрязнения с судов фильтрующими (нефтяными сепарационными) устройствами, а также средствами для сохранения на борту и удаления нефтяных остатков и сборными танками для льяльных (нефтесодержащих) вод. С целью минимизации возможного воздействия на морские воды льяльные (нефтесодержащие) воды по мере накопления и захода в порт судов будут передаваться для транспортирования и последующего обезвреживания.

Для охлаждения энергетических установок судов осуществляется забор морской воды. Системы охлаждения двигателей гидравлически не связаны ни с одним из контуров механизмов, где может произойти загрязнение охлаждающих вод, поэтому образующиеся на судах условно-чистые не загрязнённые возвратные морские воды из системы охлаждения, согласно Экологическому Кодексу РК, сбрасываются через специальные выпуски в Каспийское море. (Кодекс РК, п. 9 ст. 273). Основным фактором, оказывающим воздействие на водную среду, является повышенная температура воды, сбрасываемой из системы охлаждения. Согласно Экологическому Кодексу РК температура воды в результате сброса за пределами контрольного створа не должна повышаться более чем на пять градусов по сравнению со среднемесячной температурой воды в период сброса за последние три года (п. 10 ст. 273). Температура сбрасываемых в поверхностные водные

объекты сточных вод не должна превышать 30 градусов по Цельсию (п. 6 ст.222 Экологического кодекса).

Сброс в море воды из систем охлаждения и опреснения судов обеспечения будет производиться постоянно в течение всей намечаемой деятельности. Воды, сбрасываемые из систем охлаждения и опреснения, представляют собой возвратные воды. Их температура (не более чем на 5°С) и соленость (на 1-2 ‰) отличается от характеристик принимающих морских вод Каспийского моря, оставаясь в пределах естественной природной изменчивости. Разницы в несколько градусов между температурой сбрасываемой воды и принимающих морских вод достаточно для создания плавучести, обеспечивающей 10-кратное начальное разбавление сбрасываемых стоков.

На морской платформе бурение скважин, а также обеспечение и снабжение этих работ, будут являться источниками воздействия на морскую природную среду. Работа производственного оборудования, двигателей, устройств и механизмов, будет сопровождаться выбросами ЗВ в атмосферный воздух; водозабором, образованием сточных вод, отходов, возникновением низкочастотного шума и вибраций.

Забор морской воды на МЛСП будет производиться постоянно в течение всей намечаемой деятельности в основном для приготовления пресной воды питьевого качества для жилого комплекса и незначительное количество морской воды для буровых работ и производственные нужды. Объемы забора морской воды для рассмотренных вариантов разработки месторождения Каламкас-море, рассмотрены в разделе 4.3.1.1. Сопоставление объемов забора морской по вариантам 1-3 (таблица 4.3.1.1.3) показывает, что объемы воды незначительно отличаются по вариантам в зависимости от количества бурения скважин в год.

Для предупреждения попадания рыбы в водозаборный колодец на заборе воды из моря в колодце будут установлены рыбозащитные устройства с техническими устройствами непрерывного контроля эффективности их работы.

На МЛСП сброс в море загрязненных сточных вод исключен. Для сбора ливневых вод и воды после пожаротушения с поверхности площадки морской платформы, а также промывки оборудования и гидроуборки предусматривается открытая дренажная система канализации с резервуаром воды, объемом 500 м^3.

Все образующиеся сточные воды (поверхностные, буровые, хозяйственно-бытовые) с площадки МЛСП после очистки вывозятся для последующей обработки на берегу или передачи подрядной организации.

Сброс воды при гидроиспытании нефтегазопроводов должен производиться за пределами границ государственной заповедной зоны в северной части Каспийского моря.

Воздействие на море всех трех технических решений на этапе эксплуатации МЛСП будет иметь низкую значимость. При штатной эксплуатации трубопроводов их воздействием на морскую среду можно пренебречь, учитывая их подземную прокладку.

В целом, можно заключить, что забор морской воды в период эксплуатации МЛСП не окажет значительного воздействия на водные ресурсы моря.

Интенсивность негативного воздействия на морские воды при эксплуатации МЛСП для всех трёх вариантах может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – *локальный (1 балл)*;
- временной масштаб воздействия – *многолетний (4 балла);*
- интенсивность воздействия – *незначительная (1 балл);*
- интегральное воздействие – *низкое (4 балла).*

4.3.3. Оценка возможного воздействия на подземные воды

При эксплуатации наземных объектов: Береговой технологический комплекс (БТК), совмещенный с наземным терминалом нефти (НТН) для подготовки до товарной кондиции и последующей транспортировки нефти, и газа отрицательному воздействию может быть подвергнута, в основном, верхняя часть литосферы, характеризующаяся низкой устойчивостью к техногенному воздействию и близким залеганием высокоминерализованных грунтовых вод.

Одним из потенциальных источников загрязнения грунтовых вод могут быть утечки ГСМ в местах стоянки и заправки техники и автотранспорта. Контроль за техническим состоянием техники и ее заправка топливом на специально оборудованных площадках, позволит предотвратить или свести к минимуму отрицательное воздействие на подземные воды.

Основными береговыми сооружениями НТН, которые потенциально могут оказать воздействие на подземные воды, будут являться печи подогрева нефти, резервуарный парк, насосная станция перекачки нефти, подземные дренажные емкости, а также сооружения БТК на берегу, на котором должен быть реализован полный цикл подготовки нефти, газа и воды для закачки в систему ППД (2 и 3 варианты).

В пределах рассматриваемой территории химический состав грунтовых вод характеризуется высокой минерализацией, высокими концентрациями микроэлементов, что делает их непригодными для использования для хозяйственно-бытовых или технических нужд. Подземный горизонт является совершенно незащищенным – все загрязнения, которые будут попадать в грунтовую среду, будут беспрепятственно проходить с атмосферными осадками до уровня подземных вод.

При таком неглубоком залегании грунтовых вод активный водообмен литосферы значительно содействует миграции загрязнений, которые в основном обусловлены фильтрацией атмосферных осадков через участки загрязненных почв, или утечками сточных вод из трубопроводов или накопителей сточных вод. Все это накладывает требования по гидроизоляции участков размещения оборудования опасного с точки зрения потенциальных разливов углеводородов и сточных вод.

В естественных условиях поток подземных вод, формирующийся на территории объектов БТК/НТН, направлен в сторону Каспия. В силу незначительного уклона поверхности подземных вод в сторону моря миграция загрязнений в пределах СЗЗ будет носить ограниченный по площади (локальный) характер. Процесс переноса загрязнений по площади водоносного комплекса в региональном плане практически не будет иметь места. Загрязнения будут концентрироваться в локальной области, то есть в области самих промышленных объектов.

На практике факт загрязнения подземных вод может быть подтвержден на основе данных ПЭК. Поэтому до начала строительства и эксплуатации должны быть проведены инженерно-геологические изыскания на месте предполагаемого строительства, а затем проектом должно быть предусмотрено обустройство наблюдательной сети гидрогеологических скважин, посредством которых будет осуществляться систематический производственный контроль, в районе размещения основных объектов БТК/НТН.

Проектом будет предусмотрена герметичность всего оборудования и трубопроводов, использование современных гидроизоляционных материалов, что практически предотвращает миграцию загрязняющих веществ в почву и грунтовые воды при эксплуатации.

На этапе проектирования необходимо принимать технологические решения по водоснабжению и водоотведению на установках БТК/НТН в соответствии с нормами, правилами, стандартами и соответствующими нормативными документами Республики Казахстан.

Сброс воды при гидроиспытании нефтегазопроводов должен производиться за пределами границ государственной заповедной зоны в северной части Каспийского моря.

В период эксплуатации, образующиеся на установках БТК/НТН производственные сточные воды продувки котлов и воды из системы деминерализации, совместно с пластовой водой и водой обессоливания нефти после очистки направляются на закачку в систему ППД.

Для сбора ливневых и талых вод, воды после пожаротушения с технологических площадок предусматривается открытая дренажная система с приёмным резервуаром воды. Из резервуара ливневые нефтесодержащие сточные воды будут поступать на установку очистки нефтесодержащих сточных вод и далее отводиться в пруд-испаритель №1.

Хозяйственно-бытовые сточные воды, образующиеся на площадках БТК/НТН и в вахтовом поселке после очистки на канализационных очистных сооружениях биологической очистки, будут отводиться в пруд-испаритель №2.

Для предотвращения возможного воздействия прудов-испарителей №1 и №2 на подземные воды, почвы и грунты их конструкция должна предусматривать гидроизоляцию дна и стенок прудов. Для своевременного реагирования на возможные нарушения гидроизоляции по периметру прудов-накопителей должна быть обустроена сеть наблюдательных скважин за состоянием грунтовых вод.

Таким образом, воздействие на подземные воды при эксплуатации БТК/НТН для всех трёх вариантов может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – *локальный (1 балл)*;
- временной масштаб воздействия – *многолетний (4 балла);*
- интенсивность воздействия – *незначительная (1 балл);*
- интегральное воздействие – низкое *(4 балла).*

4.4. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ

Обычно под геологической средой понимаются верхние горизонты литосферы, включающие комплекс геологических образований различного генезиса и широкого временного интервала.

Геологическая среда является прямой целью реализации проекта и будет подвергнута разноплановым воздействиям как при обустройстве скважин, так и на стадии эксплуатации.

4.4.1. Факторы и источники воздействия

Основными факторами воздействий на геологическую среду при реализации проектных решений будет бурение и обустройство добычных и нагнетательных скважин и этап извлечения пластовых флюидов (собственно этап эксплуатации месторождения).

Проходка скважин

При проходке скважины нарушается сплошность геологического разреза, в прискважинном пространстве происходят деформации и увеличение трещиноватости горных пород, возможны поглощения бурового раствора, межпластовые перетоки флюидов и газов, загрязнение водоносных горизонтов, возникновение аварийных ситуаций.

При бурении используется достаточно большое количество различных реагентов. При поглощении бурового раствора реагенты могут попасть в заскважинную область. За счет частичного поглощения бурового раствора кольматируются прискважинные зоны, при этом происходит загрязнение прискважинной области компонентами бурового раствора. Возможны также межпластовые перетоки, что, в свою очередь, может приводить к смешению вод отдельных изолированных в естественных условиях водоносных горизонтов.

Воздействие проходки скважин на специфический элемент геологической среды – донные отложения, в целом будет минимальным – только на этапе забивки направления и будет выражаться в кратковременном взмучивании и переотложении донного субстрата.

Этап эксплуатации

На стадии эксплуатации месторождения на первый план выходят воздействия, связанные с длительным отбором жидкостей и газов и обратной закачкой в недра газа и воды, проявляющиеся через какой-то период после начала эксплуатации на значительной площади при значительных масштабах.

Ведущим фактором воздействия на недра на этапе эксплуатации является извлечение пластового флюида, что может привести к постепенному падению пластового давления, увеличению сжатия, изменению пористости породы, и, как следствие, возникновению просадок и возможному росту сейсмичности.

Среди различных видов негативных проявлений длительного освоения месторождений углеводородов приоритетное значение приобретают геодинамические последствия освоения месторождений углеводородов, такие как аномальные деформации земной поверхности (образование мульды прогибания) и проявление сейсмичности в районах нефтегазодобычи.

Деформационные последствия разработки нефтегазовых месторождений проявляются в двух основных формах – обширные просадки территории всего месторождения с формированием мульды и аномальная активизация подвижек, расположенных в пределах месторождения.

Наиболее опасные формы этих последствий - сильные деформации промысловых сооружений, разрыв коммуникаций, слом обсадных колонн эксплуатационных скважин, порывы промысловых трубопроводных систем.

Как правило, формирования мульды прогибания является результатом сочетания нескольких условий: длительный отбор значительных объемов газово-жидких флюидов, значительной площади разрабатываемого месторождения, значительной мощности продуктивных отложений (более 100 м), высокая пористость пород резервуара, высокое пластовое давление и его относительно быстрое снижение в процессе освоения, превалирование литостатических напряжений в пределах месторождения над тектоническими.

Кроме того, на нефтегазовых месторождениях в результате геодинамических подвижек возникают интенсивные локальные аномалии вертикальных и горизонтальных движений в зонах разломов, возбужденные процессами разработки.

Эти аномальные подвижки высокоамплитудны (50-70 мм/год), короткопериодичны, пространственно локализованы, обладают пульсационной и знакопеременной направленностью. Эти процессы за время, сопоставимое с периодом эксплуатации объекта, могут достигать аномально высоких деформаций, соизмеримых с порогом разрушения.

Обобщение информации о разломообразованиях, показало, что процесс разломообразования обычно возникает спустя 15-20 лет после начала разработки месторождений. Явление разломообразования может привести к срезанию на глубине обсадных колонн эксплуатационных скважин.

Основой для противодействия возможному прогибу донной поверхности, поддержания пластовых давлений и увеличения КИН на месторождениях углеводородов служат водонагнетание и, в меньших объемах, газонагнетание.

Процессы длительной разработки нефтегазовых месторождений тесно связаны с проявлениями техногенных и техногенно-индуцированных сейсмических процессов. При длительной разработке месторождений нарушаются равновесные условия в пласте, что может вызвать критическое перераспределение напряжений в разрабатываемом пласте и вмещающих породах. В этих условиях нагнетание жидкости может приводить к избыточному порово-трещинному давлению и, в ряде случаев, к появлению техногенной сейсмичности.

Сейсмичность появляется, в среднем, через 10-20 лет после начала разработки, при этом наиболее сильные землетрясения происходят, в среднем, на десять лет позже, т. е. через 20-30 лет после начала работ. Частично такая задержка в появлении сейсмических событий связана с динамикой падения пластового давления и началом мер по поддержанию пластового давления путем заводнения пласта. По отношению к началу закачки появление сейсмичности отстает на 5-10 лет, а максимальные землетрясения – на 10-15 лет.

Обычно около 90% зарегистрированных сейсмособытий, обусловленных разработкой нефтегазовых месторождений, имеют эпицентры внутри контуров нефтегазоносности, масштаб вызванных событий ограничен зонами ранее существовавших трещин. Сейсмическая активность массива невелика, если перекрывающие залежь отложения хорошо проницаемы, в случае низкой проницаемости процесс нарастания давления в массиве растягивается во времени и охватывает значительные площади.

Техногенные землетрясения имеют обычно небольшую интенсивность (3-4 балла по шкале Рихтера), очаги находятся внутри резервуара или в его непосредственной близости.

На этапе эксплуатации воздействий на донные отложения не ожидается.

Транспортно-логистические операции

Фактором воздействий на донные отложения будут эпизодические транспортные операции, связанные с существованием морских сооружений и поддержкой их работоспособности, а также с профилактическим обслуживанием трубопроводов на береговой технологический комплекс.

Как ожидается, воздействия на характер переотложения донных отложений могут быть вызваны изменениями гидрологического режима в районе опорного основания, однако значимых изменений рельефа морского дна они не вызовут.

При эксплуатации трубопроводов будет происходить температурное воздействие на донные отложения. Для бесперебойного движения сырой нефти по трубопроводу необходима повышенная температура, на выходе с МЛСП она может достигать 65°С, вследствие чего прилегающие к трубе донные отложения и придонные слои воды будут нагреваться. Однако, ввиду высокой динамики сменны водных масс под воздействием ветро-волновых процессов и проложением трубопроводов на глубине около 3 м, ощутимого температурного воздействия на них не будет.

Определенное механическое воздействие винтов судов на донные отложения будет оказываться при проведении эпизодических транспортных операций по снабжению МЛСП и профилактических осмотрах трубопроводов, однако их влияние будет минимальным.

4.4.2. Оценка воздействия на геологическую среду и донные отложения

Бурение добычных и нагнетательных скважин

Все потенциально отрицательные воздействия на геологическую среду при проходке скважин и обустройстве центров добычи минимизируются принимаемыми техническими решениями и мероприятиями, направленными на предотвращение аварийных ситуаций.

Разнообразные воздействия на геологическую среду имеют локальный или ограниченный временный характер при низкой, редко средней, значимости воздействий и, в целом, сводятся к следующему: пространственный масштаб воздействия – *локальный (1 балл)*, временной масштаб – *кратковременный (1 балла)*, интенсивность воздействия – *слабая (2 балла)*. Общая интегральная оценка – *2 балла*. Значимость воздействия – *низкая.*

Отбор пластовых флюидов

Отбор значительных объемов пластовых флюидов в длительной перспективе может привести к возникновению геодинамических процессов, которые могут проявляться как в форме осаждения территории всего месторождения с формированием мульды проседания, так и техногенных сейсмических процессов.

Как правило, первые признаки таких процессов проявляются через 10-30 лет после начала эксплуатации и обусловлены индивидуальными особенностями геологического строения месторождений. Основными факторами риска являются высокая пористость пород коллектора, незначительная глубина залегания продуктивного горизонта, резкое уменьшение пластового давления.

Резервуар месторождения Каламкас-море располагается на глубинах более 2000 м, вмещающими отложениями являются достаточно крепкие карбонатные породы, поэтому извлечение пластовых флюидов на первых этапах эксплуатации месторождения не приведет к уплотнению пород, пластовым деформациям, просадкам и, соответственно, приращению сейсмической интенсивности.

Таким образом, негативные последствия отбора пластовых флюидов практически не отразятся за пределами продуктивного горизонта, изменения других элементов геологической среды могут быть оценены следующим образом: пространственный масштаб воздействия – локальный *(1 балл)*, временной масштаб – многолетний *(4 балла)*, интенсивность воздействия – умеренная *(3 балла)*. Общая интегральная оценка – *12 баллов*. Значимость воздействия – *средняя*.

Однако, эксплуатация месторождения без учета геомеханических процессов может привести к формированию условий возникновения и реализации разрушающих геодинамических явлений – оседаний и землетрясений, и как следствие – к социально-экономическому и экологическому ущербу, потерям запасов углеводородов. Именно недооценка влияния геомеханических процессов приводит к возникновению необратимых геодинамических явлений, разрушающих скважины, трубопроводы и добывающие устройства.

В связи с этим, по достижению пика добычи для обеспечения геодинамической безопасности работ и устойчивости конструкций и нефтегазовых объектов и трубопроводного транспорта, целесообразно проведение специальных геомеханических исследований, включающих в себя:

- оценку геодинамического режима региона;

- оценку исходного напряженно-деформированного состояния пород коллектора и вмещающего массива;
- тенденции и механизмы (модели) деформационных процессов, обусловленных добычей нефти/газа;
- идентификацию факторов, определяющих условия и механизм деформирования коллекторов и перекрывающих толщ пород;
- количественную оценку геодинамических рисков;
- разработку методологии управления геодинамическими рисками;
- разработка превентивных мероприятий по обеспечению безопасности добычных и транспортных работ;
- геодинамический мониторинг добычи и транспортировки сырья.

С целью контроля за развитием возможного прогиба морского дна следует:

- для наблюдения за скоростью деформациями морского дна запроектировать установку рабочих реперов в месте наибольшего вероятного проседания донной поверхности и опорных реперов вне зоны влияния мульды оседания;
- в первые годы эксплуатации месторождения следует провести исследования по гидропрослушиванию объектов разработки, определить гидродинамическую связь между скважинами, с целью уточнения характера проницаемости тектонических нарушений;
- по результатам исследования сделать вывод о необходимости деления продуктивных пластов на отдельные блоки с расположением в них добывающих скважин;
- рассмотреть возможность строительства пьезометричесих и наблюдательных скважин для определения скорости заполнения порового пространства законтурной пластовой водой по мере извлечения газо-флюидной смеси.

Поскольку одним из наиболее эффективных способов противодействия возможному прогибу морского дна является заполнение порового пространства законтурной пластовой водой, возможно, будет целесообразно рассмотреть возможность использования водонагнетательных скважин для закачки отсепарированной пластовой или морской воды, а также газа, на возможно более ранних этапах освоения месторождения.

Воздействия на донные отложения и морское дно

В целом, при реализации проекта разработки месторождения Каламкас-море по характеру воздействий на донные отложения можно выделить два вида воздействий – воздействия физического присутствия объектов морской инфраструктуры добычи (опорное основание МЛСП) и воздействия системы трубопроводов.

Реальное механическое воздействие на донные отложения на фазе эксплуатации будет оказываться только при транспортных операциях и операциях по контролю состояния трубопроводов.

Кроме того, в силу разности температур пластовых флюидов и донных отложений, последние будут незначительно нагреваться, что, однако, не будет значимо влиять на температуру воды ввиду высокой динамики смены водных масс над трубопроводами.

Суммарное воздействие на донные отложения (с учетом геотермального эффекта) будет выражено следующим образом – масштаб воздействия – *локальный (1 балл);* временной масштаб – *многолетний (4 балла);* интенсивность воздействия – *незначительная (1 балл).* Значимость воздействия – *низкая (4 балла).*

Воздействие на донные отложения присутствия МЛСП будет выражаться в перераспределении вблизи от них тонких фракций в результате взмучивания под

воздействием течений и ветро-волновых процессов, что может вызвать незначительную перестройку рельефообразования.

Воздействие на донные отложения будет выражаться в следующем: масштаб воздействия – *локальный (1 балл)*; продолжительность воздействия – *многолетняя (4 балла)*; интенсивность воздействия – *незначительная (1 балл)*. Интегральное воздействие – *низкое (4 балла).*

Сводная таблица воздействия на геологическую среду приведена в табл. 4.4.1.

Таблица 4.4.1 Матрица оценки воздействия на геологическую среду

Источник воздействия (объект воздействия)	Категория воздействия			Интегральная оценка	Значимость
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		
Геологическая среда					
Проходка скважин	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Слабая (2)	2	**Низкая**
Отбор пластовых флюидов	Локальный (1)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	12	**Средняя**
Изменение уровня и гидрохимического состава подземных вод	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	8	**Низкая**
Донные отложения					
Бурение скважин	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	1	**Низкая**
Эксплуатация трубопроводов	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	4	**Низкая**
Физическое присутствие МЛСП	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	4	**Низкая**
Транспортно-логистическое обеспечение	Локальный (1)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	3	**Низкая**

4.5. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

4.5.1. Характеристика физических факторов воздействия

Проект разработки Западного поднятия месторождения Каламкас-море включает в себя эксплуатацию следующих объектов:

- морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) с буровой установкой и жилым модулем;
- береговой технологический комплекс (БТК), совмещенный с наземным терминалом нефти (НТН) для подготовки до товарной кондиции и последующей транспортировки нефти и газа;
- промысловые многофазовые трубопроводы;
- нефтепровод для передачи нефти в систему КазТрансОйл (КТО);
- силовой и оптический кабель.

Основными аспектами данной концепции являются:

- морская ледостойкая платформа на Каламкас-море с буровой установкой и совмещенным жилым модулем, где будет производиться сбор и транспортировка многофазного потока, закачка воды и газа. Разделения нефти, воды и газа на морской платформе не происходит;
- на БТК многофазный поток (нефть, попутная вода и газ) отделяется и обрабатывается в соответствии со спецификациями продукта. Очищенная

нагнетательная вода под высоким давлением будет направляться на морскую платформу для закачки;
- осушенный газ закачивается в газовую шапку на месторождении Каламкас-море;
- НТН предназначен для хранения, нагрева, учета и доставки нефти на терминал КТО посредством экспортного нефтепровода.

Следующие основные физические факторы могут оказать воздействие на природную среду в период разработки месторождения Каламкас-Море на МЛСП и БТК:

- шум;
- вибрация;
- освещение;
- электромагнитные излучения.

Источниками физического воздействия в период разработки Западного поднятия месторождения Каламкас-море посредством МЛСП будут являться будут оборудование и технологические операции:

- вертолеты;
- технологические операции.

Источниками основного воздействия физических факторов при эксплуатации БТК (совмещенного с НТН) будет следующее оборудование:

- технологическое и вспомогательное оборудование (дизельные генераторы, насосы, азотная установка и установка сжатого воздуха);
- газотурбинные установки;
- факела;
- вентиляционные системы;
- транспортные средства.

Проектными решениями предусмотрено использование оборудования, при котором уровни шума, вибрации, электромагнитного излучения и освещения будут обеспечены в пределах, установленных соответствующими ГОСТ, СанПиН, СНиП и требованиями международных документов.

Шум

Западное поднятие месторождения Каламкас-море находится на ООПТ Северного Каспия. В Республике Казахстан установлены нормы шумовых и иных акустических воздействий искусственного происхождения на территории государственных природных заповедников (Приказ Министра сельского хозяйства Республики Казахстан от 7 октября 2015 года № 18-02/899 «Об утверждении норм шумовых и иных акустических воздействий искусственного происхождения») (таблицы 4.5.1 – 4.5.2).

Таблица 4.5.1 Допустимые значения уровней звукового давления в октавных полосах частот, эквивалентных и максимальных уровней звука проникающего шума на территории государственных природных заповедников

Время суток	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)	Максимальные уровни звука $L_{Амакс}$, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
круглосуточно	76	59	48	40	34	30	27	25	23	35	50

Таблица 4.5.2 Допустимые значения уровней звукового давления проникающего инфразвука и низкочастотного шума на территории государственных природных заповедников

Время суток	Уровни звукового давления, дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц						Корректированные по частоте уровни звукового давления на характеристике «линейно» L, дБ
	2	4	8	16	31,5	63	
круглосуточно	90	85	80	75	70	55	70

В Республике Казахстан также установлены различные допустимые уровни шума для территории населенных мест и рабочей зоны, что отражено в документе «Об утверждении гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека», утвержденных приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15.

Предельные значения эквивалентного уровня звука, согласно выше указанным нормативным документам составляют:

1. для жилых территорий (вне помещений) - 55 дБА (с 7:00 до 22:00) и 45 дБА (с 22:00 до 9:00) в будние дни;
2. на рабочих местах сотрудники не должны работать при уровне свыше 80 дБА в течение более 8 часов без средств защиты органов слуха.

На рабочих местах, где возможный уровень шума будет превышать 80 дБА, персонал будет обеспечен персональными средствами защиты органов слуха, обеспечивающими снижение уровня воздействия шума на орган слуха до 80 дБА и ограничение времени нахождения в этих зонах.

Ожидаемые уровни шума от ряда транспортных средств, техники и производственного оборудования МЛСП во время бурения и при эксплуатации, взяты по аналогам и представлены в таблицах 4.5.3 – 4.5.4.

Таблица 4.5.3 Ожидаемые уровни шума от буровых работ, буровой установки и систем обеспечения (в воздухе)

Источник шума	Уровень шума (дБА)
Дизельные генераторы	77[1]
Буровая установка	86[1]
Буровой ротор	83[1]
Буровые насосы	78[1]
Компрессоры	92[1]
Механизмы приготовления и очистки бурового раствора	84[2]
Механическое колоночное бурение (производственная площадка)	85[1]

Аналог: *Строительство оценочной скважины KE-DC-10-02 Месторождения Кашаган ОВОС KE00-B0-000-ZL-H-YE-0001-000.*

Источник: *[1] - BS 52286-I:2009 уровень звука в 10 м; 2 - Сулейманов, Вейхайзер, 1990 уровень звука в 1 м.*

В нормативно-методической литературе сведения об уровнях шума, создаваемого в процессе эксплуатации техники и оборудования, систем и механизмов, задействованных для бурения скважин колеблются с пределами 77- 92 дБ (BS 5228-1:2009). В процессе бурения уровень шума будет определяться работой буровой установки; оборудованием, функционирующим в машинном отделении и на палубе буровой. Принят для предварительной оценки воздействия максимальный уровень - 86 дБ от используемого вида буровой техники.

Расстояние от производственной площадки бурения до ближайшего населенного пункта, расположенного на полуострове Бузачи составляет более 60 км, что позволяет допустить,

что уровень звука буровой на селитебной территории не превысит 45 дБА - нормативный уровень для ночного времени.

Таким образом, при проведении буровых работ максимальный уровень звука составит 92 дБ от работы компрессоров, 86 дБ от буровой установки. При этом, необходимо отметить, что уровень звука, создаваемого работающей буровой установкой и системами обеспечения будет ниже норматива, установленного для территорий, непосредственно прилегающих к жилым домам в ночное время – 45 дБА.

Ожидаемые уровни шума от производственного оборудования, взяты по аналогам и представлены в таблице 4.5.4.

Таблица 4.5.4 Ожидаемые уровни шума от производственного оборудования на объектах МЛСП и БТК

Морские суда (*шум главных двигателей: подводный, в море)*	
Морской буксир	100
Морская самоходная транспортная баржа	90
Жилое судно	100
Судно доставки персонала	110
Воздушные суда	
Вертолет (взлет, посадка)	120
Техника/оборудование	
Дизель-генератор	104
Насосы	82
Котельная установка	92
Компрессор	86
Работа газотурбинных генераторов***:	
внутри помещения *снаружи помещения*	116*** 81**
Работа трансформаторных подстанций:	
внутри помещения *снаружи помещения*	81 46**
Работа турбокомпрессорной станции	88
Сжигание газа на факеле	101 (85****)

Источник: *BS 52286; Evans&Nice, 1996; Заборов, 1989, Рыбальский, 1995, ГОСТ 12.2.024-87; Методические указания Источник: BS 52286; Evans&Nice, 1996; Заборов, 1989, Рыбальский, 1995, ГОСТ 12.2.024-87; Методические указания по осуществлению государственного санитарного надзора, 1983.ZinkJ, ОВОС МК,2013; Flaresystemdesign, 2001, СТ РК ИСО 25457-2011.*

Примечание: *уровни шума приводятся: - в большинстве случаев 1 м от источника шума.*
*** - в 2 м от наружной стены помещения (укрытия) с источником шума.*
**** - за аналог взята турбина, обеспечивающая электроэнергией Морской комплекс (Аджип ККО Книга 1. Морской комплекс Том 5. ОВОС, 2005).*
***** - на расстоянии 0,9 м от ветрового забора (СТ РК ИСО 25457-2011).*

Производственный шум, возникающий при выполнении основных производственных операций будет распространяться как в воздухе, так и под водой. Главная особенность подводных звуков состоит в их высокой скорости распространения (1500 м/с для морской воды) и малом затухании (в 700 раз меньше, чем в воздухе). В результате звуки под водой могут распространяться на значительно большие расстояния, чем в воздухе. Эти звуки могут оказать негативное воздействие на морскую биоту. Под воздействием этого шума различные представители морской фауны могут переместиться на другие участки акватории восточной части Северного Каспия.

Производственные шумы, возникающие при реализации намечаемой хозяйственной деятельности на МЛСП, будут распространяться в воздухе вокруг источников шума и могут

оказывать негативные воздействия на птиц и тюленей вокруг МЛСП. Шум может вызвать изменения в их поведении и привести к перемещению на другие участки акватории северо-восточной части Каспийского моря.

Для снижения шума от оборудования, «шумящие механизмы» и оборудование будут заключены в кожухи и размещены в закрытых помещениях.

При эксплуатации БТК суммирования шумов основных источников шума (факел, газотурбина, компрессоры) не ожидается, поскольку эти источники шума будут разнесены друг от друга на значительное расстояние, отделены друг от друга сооружениями, зданиями и конструкциями, которые частично поглощают шумы и препятствуют их распространению.

Максимальный шум в процессе намечаемой деятельности –это шум при посадке и взлете вертолета, сжигании газа на факеле, работе компрессоров и газотурбин.

Постоянный звуковой фон в море складывается в основном за счет действия ветра и волн и включает в себя инфразвуковые частоты (табл. 4.5.5).

Таблица 4.5.5 Уровни шума, создаваемые природными источниками

Источник шума	Уровень шума (дБА)
Штиль на море	35
Волнение моря в 1 балл по шкале Бофорта	60
Волнение моря в 4 балла по шкале Бофорта	90
Сильный дождь	100

Источник: *McCauley, 1994; Evans & Nice, 1996.*

Установлено, что рыба может обнаруживать и, тем самым, эффективно избегать источников беспокоящих её звуков. Морские рыбы обнаруживают и реагируют на звуки в диапазоне низких частот - 50-3000 Гц с порогом чувствительности в 125 дБ (Evans & Nice, 1996; McCauley, 1994). Хотя рыбы могут ощущать источник звука на большом расстоянии, они редко реагируют на звук до тех пор, пока уровень звука не превысит порог чувствительности. Расстояние от источника, на котором возникает поведенческая реакция, в значительной степени зависит от вида рыбы и природы сигнала. Установлено, что “радиус избегания” для рыб составляет 100-1000 м (McCauley, 1994).

Поскольку рыба нагуливается и кормится по всей акватории, а “зона избегания” составляет сотни метров, то не ожидается, что перемещение рыб из “зоны избегания” в ближайшие участки акватории, не подверженные шумовому воздействию, создаст перерывы в питании рыб или приведет к снижению их выживаемости (ОВОС. Обустройство объектов опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган. Морской комплекс. Технологические сооружения. Корректировка проекта с выделением пусковых комплексов. 2013 год (ОВОС МК 2013)).

Исследованиями воздействия шума света на поведение водоплавающих птиц (Hill, 1992) и на поведение тюленей (Richardson, 1991) установлено, что они довольно быстро привыкают к новым звукам и поначалу реагируют на них, а затем через короткий промежуток времени возвращаются к своей нормальной деятельности (ОВОС МК 2013).

Место расположения МЛСП не является высокочувствительным местообитанием для морских птиц (Фоновые экологические исследования на месторождении Каламкас-море). Здесь численность морских птиц во все сезоны года невелика. Поэтому представляется, что находящиеся вблизи МЛСП особи легко найдут корм на ближайших участках акватории, и их возможное перемещение на соседние участки акватории и не приведет к уменьшению их популяции.

Горение факела является потенциальным источником нескольких негативных факторов: света, шума, теплового излучения и выбросов в атмосферу токсических продуктов горения. Не предполагается постоянный сброс на факельную систему БТК месторождения Каламкас-море. Краткосрочное сжигание на факеле будет необходимо во время выполнения операций пуска-наладки, останова, ремонта и любых нештатных рабочих условиях.

Через зону размещения БТК пролегают миграционные пути, по которым весной и осенью перемещается около 90 видов птиц (Фоновые экологические исследования на месторождении Каламкас-море), есть вероятность того, что они могут подвергнуться воздействию пламени факела или попасть в зону высокой концентрации продуктов горения, что приведет к их ожогам/отравлению.

Негативное воздействие на мигрирующих птиц от горения факела в ночное время будет выражаться в привлекающем действии пламени. В то время, как шум от горения, напротив, может служить отпугивающим фактором. Также усилиться или ослабиться привлекающее действие горящего факела может под воздействием естественных факторов. Так, например, в светлые лунные ночи и при благоприятном ветре, для мигрирующих птиц, действие факела на них будет значительно ослаблено. А при сплошной облачности, тумане, осадках и сильном встречном ветре, наоборот, воздействие может усилиться, особенно учитывая, что при таких погодных условиях птицы летят на меньшей высоте.

В плохих погодных условиях также возрастает вероятность негативного воздействия ЗВ на птиц, так как часть птиц может прервать миграцию и остановиться на сооружениях БТК в момент сбросов газа на факел.

Следует отметить, что тепловое излучение от горящего факела и воздействие от продуктов горения может быть оказано на птиц, в случае их появления в непосредственной близости от горящего факела.

Принимая во внимание факт, что в настоящее время нет нормативно-методический информации об уровни воздействия теплового излучения на птиц, примем, имеющиеся критерии теплового воздействия на человека в качестве аналога при оценке воздействия на птиц (табл. 4.5.6).

Таблица 4.5.6 Критерии инфракрасного (теплового) излучения

Тип зоны	Максимально допустимый уровень излучения, кВт/м^2
Допустимая интенсивность тепла в зонах, в которых действия в аварийной ситуации, длящиеся несколько минут, могут потребовать присутствия персонала, не снабженного защитой, но одетого в соответствующую одежду.	4,73
Зоны, в которых персонал может находиться в соответствующей одежде, и из которых можно перейти в какие-либо защищенные зоны, такие как операторные, в течение примерно 1 минуты.	6,31
Воздействие должно быть ограничено несколькими секундами, которые достаточны только для эвакуации.	9,46
Интенсивность тепла на конструкциях и в зонах, в которых не предполагается присутствие операторов.	15,77

***Источник**: Документ PreEIA_ FDP_Kalamkas-sea_2018_14-01-19.*

Согласно проведенным расчетам (документ KE01-B4-000-KD-H-RN-4014-0001), зона с тепловым излучением 4,73 кВт/м^2 может отмечаться в радиусе до 250 м от пламени факела. За неимением критериев воздействия теплового излучения на орнитофауну, предлагается принять указанный радиус 250 м за границу возможного воздействия. В этом случае

площадной масштаб воздействия пламени факела на птиц будет равным по площади около 2500 кв.м (локальный).

Интенсивность негативного воздействия на птиц, попавших в зону с опасным уровнем теплового воздействия, оценивается как слабая. Необходимо учесть, что негативное воздействие пламени факела такого масштаба может отмечаться только при сбросах газа на факел, а не при постоянном горении дежурной горелки.

Ожидается, также, что только при определенных погодных условиях (см. выше) и, преимущественно, в периоды массовых перелетов, птицы могут попасть в зону повышенного теплового излучения горящего факела.

Не ожидается, что суммированный звук от источников шума БТК и МЛСП окажет влияние на здоровье населения в селитебных зонах, ввиду их удаленности, воздействие звука от источников шума на БТК и МЛСП на животный мир будет слабым.

Вибрация

Вибрацию вызывают неуравновешенные силовые воздействия, возникающие при работе различных машин и механизмов.

Вибрация, возникающая при работе используемого оборудования и техники, по способу передачи относится к общей вибрации, по источнику возникновения вибрации - характеризуется как технологическая вибрация, воздействующая на человека на рабочих местах.

Вибрации в водной толще и донных отложениях, которые возникают при выполнении различного вида работ и эксплуатации технологического оборудования могут оказывать негативные воздействия на планктонные и донные организмы.

Для многих беспозвоночных водной толщи и морского дна характерно наличие виброрецепторов, воспринимающих колебания воды и предупреждающих их о приближении к источникам вибрации. Колебания водной толщи, возникающие при распространении звука и вибрации в море или в донных отложениях, могут изменять среду обитания планктонных и донных организмов.

Ожидается, что вибрации донных отложений, неизбежно возникающие, например, при буровых работах будут гаснуть на удалении десятков метров от источника вибрации.

Задачей обеспечения вибрационной безопасности является предотвращение условий, при которых воздействие вибрации могло бы привести к ухудшению состояния здоровья работников, в том числе к профессиональным заболеваниям, а также к значительному снижению комфортности условий труда (особенно для лиц профессий, требующих при выполнении производственного задания исключительного внимания во избежание возникновения опасных ситуаций).

Вибрация, создаваемая машинами, механизированным инструментом и оборудованием (далее - машины), способна привести как к нарушениям в работе и выходу из строя самих машин, так и служить причиной повреждения других технических и строительных объектов. Это может повлечь за собой возникновение аварийных ситуаций и, в конечном счете, неблагоприятных воздействий на человека, получение им травм.

Основными источниками вибраций на МЛСП и БТК, будет работа газовых турбин, компрессорного оборудования, насосов, транспорта и т.д.

Общие требования к обеспечению вибрационной безопасности на производстве, транспорте, в строительстве и других работах, связанных с неблагоприятным воздействием

вибрации на человека, установлены в ГОСТ 12.1.012-2004 «Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования» (с поправками).

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.

В соответствии с «Санитарными правилами и нормами предельно-допустимые уровни вибрации в жилых помещениях» № 3.01.032-97* утвержденными Главным государственным санитарным врачом Республики Казахстан от 01.07.1997 г. в жилых помещениях корректированный уровень виброускорения не должен превышать 80 дБ, виброскорости - 72 дБ. С учетом поправок к допустимым уровням вибрации: при постоянной вибрации - ноль, не постоянной - минус 10 дБ и с учетом времени суток - с 7 до 23 часов - плюс 5, с 23 до 7 часов - ноль.

Учитывая, что при эксплуатации МЛСП и БТК будут использоваться оборудование и конструкции производственных участков, соответствующие требованиям выше перечисленным ГОСТам, максимальные уровни вибрации от всего виброгенерирующего оборудования на территории ближайших жилых застроек не будут превышать установленные предельно допустимые уровни, а также негативное воздействие вибрации на животный мир от МЛСП и БТК будет практически отсутствовать.

Освещение

На рабочих площадках МЛСП и БТК предусмотрено электрическое освещение.

Как правило, предусматривает устройство трех основных систем освещения:

- рабочая (нормальная) система освещения;
- аварийное освещение;
- аварийное/эвакуационное 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 арматуру.

Типы светильников приняты в соответствии с условиями окружающей среды и назначением рабочих площадок.

Освещение рабочих площадок регламентируется СП РК 2.04-104-2012 «Естественное и искусственное освещение» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.08.2021 г.).

Типы светильников приняты в соответствии с условиями окружающей среды и назначением рабочих площадок.

Для освещения рабочих площадок по периметру технологических участков будут установлены прожектора на мачтах-вышках. Воздействие освещения будет ограничено территорией рабочих площадок и не окажет негативного влияния на население, животный мир и окружающую среду.

Все суда, задействованные для снабжения и поддержки работ МЛСП, будут нести ходовые и сигнальные огни в соответствии с требованиями SOLAS и стандартами DNV/MRS. На судах снабжения и обеспечения палубы будут освещены в количестве (20-50 Lux), необходимом для обеспечения безопасности здоровья и жизни экипажа судов, а также персонала, проживающего на совмещенном с МЛСП жилом модуле в море (СН РК 2.04-01-2011 «Естественное и искусственное освещение»).

Освещение судов и морских сооружений в темное время суток во время намечаемой деятельности на МТК будет являться источником беспокойства для морской биоты акватории моря вокруг комплекса.

Ночное освещение может незначительное увеличить интенсивность фотосинтеза фитопланктона в поверхностном слое морских вод. Это может привести к незначительному увеличению очистительной способности планктонных сообществ и увеличению выделения кислорода в процессе фотосинтеза. Ожидается, что у части зоопланктонных организмов, попадающих в освещенную зону, может произойти изменение биологической ритмики.

Представляется очевидным, что освещаемый в ночное время объем воды будет столь незначителен, что, скорее всего, эти изменения будут незаметны для популяции фитопланктона. Изменения зоопланктона под действием искусственного освещения намечаемой деятельности будут незаметны для популяции зоопланктона.

Ночное освещение может либо отпугивать, либо привлекать рыб. Согласно биологическим характеристикам рыбы подразделяются на три группы: не восприимчивые к свету, положительно реагирующие на свет (положительный фототаксис) и чувствительные к свету (отрицательный фото таксис).

Ночное освещение может служить источником беспокойства для птиц и тюленей, использующих акваторию в качестве кормовых угодий. Освещение вызовет изменения в поведении. И будет либо привлекать, либо приведет к перемещению на другие участки акватории северо-восточной части Каспийского моря.

Искусственное освещение МЛСП или судов привлечет морских птиц. Столкновение отдельных особей с вышками или другими высокими сооружениями на комплексе или судах может вызвать травмы или привести к их гибели.

Ожидается, что на акватории моря освещение не будет превышать уровня естественного лунного освещения.

Электромагнитное излучение

Источниками электромагнитных полей в период разработки Западного поднятия месторождения Каламкас-море и берегового технологического комплекса (БТК) будут антенны спутниковой связи, СВЧ-связи прямой видимости, антенны мобильной радиосистемы (УВЧ), антенны ненаправленного радиомаяка, антенны связи, установленные на различных участках, а также антенны навигационной и локаторной связи, установленные на судах и вертолетах.

Средства, эксплуатационной и административной связи, будут включать морскую и авиационную радиосвязь в диапазонах СВЧ, УВЧ, ОВЧ и СЧ/ВЧ, телефонную и аварийную связь. При этом будет использоваться волоконно-оптическая сеть, а также проводные системы, телефонии и громкоговорящей связи.

При эксплуатации источниками электромагнитных полей промышленной частоты (50 Гц) будут также трансформаторные подстанции и распределительные щиты.

На этапе эксплуатации МЛСП и БТК используется оборудование, являющееся источником электромагнитных полей различного происхождения, такое как электропередающее и генерирующее электроэнергию оборудование и приборы, радиопередающие средства связи, трансформаторные подстанции, генераторы и т. д.

Источники, создающие электромагнитные поля будут эксплуатироваться согласно требованиям к их безопасной эксплуатации. Поэтому, негативное воздействие электромагнитного излучения будет сведено к минимуму, воздействие на окружающую среду оценивается как незначительное.

Проектными решениями предусмотрено использование оборудования, обеспечивающего уровень электромагнитного излучения в пределах, установленных СТ РК 1151-2002 и СТ РК 1150-2002, что не окажет негативного влияния на работающий персонал, на животный мир, и соответственно, уровень электромагнитных излучений на территории ближайших жилых застроек не будет превышать допустимых значений, установленных санитарными правилами и нормами РК.

Ионизирующее излучение

Согласно требованиям санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности (Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020), мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте не должна превышать 2,5 мкЗв/ч.

Главной целью радиационной безопасности является охрана здоровья населения и персонала, от вредного воздействия ионизирующего излучения путём соблюдения основных принципов и норм радиационной безопасности

Оценка радиационного воздействия на окружающую среду определяется тремя составляющими воздействия, которые определяются их суммарным воздействием по видам источников облучения: природное облучение; медицинское облучение; производственное или техногенное облучение.

Источниками ионизирующего излучения при проведении планируемых работ могут являться контрольно-измерительные приборы, оборудование, конструкции, вещества и материалы на основе радиоактивных изотопов.

4.5.2. Оценка возможного воздействия физических факторов

С учетом проведения работ в достаточном удалении от населенных пунктов в зону возможного воздействия физических факторов попадает только рабочий персонал. На производстве будут соблюдаться предельно-допустимые уровни воздействия физических факторов и при необходимости применяться средства защиты.

Ближайшие населенные пункты достаточно удалены от района расположения МЛСП и БТК, поэтому воздействие шума, вибрации, электромагнитного излучения и производственного освещения на население оказано не будет.

Будут отмечаться следующие возможные воздействия от источников, указанных выше.

Шум

Производственный шум, возникающий при выполнении основных производственных операций будет распространяться как в воздухе, так и под водой на акватории Северного Каспия. Эти звуки могут оказать негативное воздействие на морскую биоту. Под воздействием этого шума различные представители морской фауны могут переместиться на другие участки акватории восточной части Северного Каспия.

Для снижения шума от оборудования, «шумящие механизмы» и оборудование будут заключены в кожухи и размещены в закрытых помещениях. Конструкция помещений, где размещается шумогенерирующее оборудование – это обычно комплексные стеновые панели заводского изготовления типа "Сэндвич" с уплотнением из негорючего материала, являющегося эффективным шумовым барьером.

При работе МЛСП и БТК суммирования шумов основных источников шума (факел, насосы, технологические установки) не ожидается, поскольку эти источники шума разнесены друг от друга на значительное расстояние, отделены друг от друга сооружениями и конструкциями, которые поглощают шумы и препятствуют их распространению.

При эксплуатации МЛСП и БТК также возможно возникновение низкочастотных шумов при обтекании сильным ветром поверхностных сооружений. С помощью известных традиционных методов проектирования и строительства можно предупредить и/или снизить возникновение свиста, завывания, скрипа и других звуков, которые могут издаваться трубной обвязкой и оборудованием.

Низкочастотный шум, неизбежно возникающий во время намечаемой деятельности, будет распространяться в воздухе вокруг источников шума.

Максимальный шум в процессе намечаемой деятельности – это шум при сжигании газа на факеле, работе компрессоров и газотурбин.

Не ожидается, что суммированный звук от источников шума МЛСП и БТК окажет влияние на здоровье населения в селитебных зонах, ввиду их удаленности, воздействие звука от источников шума на животный мир будет слабым.

Воздействие на планктонные и бентосные организмы

Организмы планктона подвержены воздействию шума в минимальной степени.

На донные организмы шум способен оказывать негативное влияние (Константинов, 1986), однако, количественная оценка этого воздействия отсутствует.

Воздействие на ихтиофауну

Установлено, что рыба может обнаруживать и, тем самым, эффективно избегать источников беспокоящих её звуков. Морские рыбы обнаруживают и реагируют на звуки в диапазоне низких частот – 50-3000 Гц с порогом чувствительности в 125 дБ (Evans & Nice, 1996; McCauley, 1994). Хотя рыбы могут ощущать источник звука на большом расстоянии, они редко реагируют на звук до тех пор, пока уровень звука не превысит порог чувствительности. Расстояние от источника, на котором возникает поведенческая реакция, в значительной степени зависит от вида рыбы и природы сигнала. Установлено, что “радиус избегания” для рыб составляет 100-1000 м (McCauley, 1994).

Производственные шумы, как правило, значительно превышают естественные, в том числе и фоновые шумы, генерируемые штормом, которые достигают в диапазоне 10-15000 Гц обычно 75-80 дБ относительно 1 мкПа. Шум и вибрация, производимые технологическими установками, по-разному действуют на морскую биоту, в зависимости от силы раздражителей, вида объекта и его биологического и физиологического состояния. Известно, что слабые воздействия шума и вибрации являются привлекающим фактором для водных обитателей; более сильные воздействия создают отпугивающий эффект. Рыбы воспринимают как механические, так инфразвуковые и звуковые колебания. Они воспринимаются у них или органами боковой линии, или слуховым лабиринтом. Существенную роль в качестве резонатора играет плавательный пузырь.

Поскольку рыба нагуливается и кормится по всей акватории, а “зона избегания” составляет сотни метров, то не ожидается, что перемещение рыб из “зоны избегания” в ближайшие участки акватории, не подверженные шумовому воздействию, создаст перерывы в питании рыб или приведет к снижению их выживаемости.

Воздействие на птиц

Исследованиями воздействия шума на поведение водоплавающих птиц (Hill, 1992) и на поведение тюленей (Richardson, 1991) установлено, что они довольно быстро привыкают к новым звукам и поначалу реагируют на них, а затем через короткий промежуток времени возвращаются к своей нормальной деятельности.

Место расположения добывающего острова не является высокочувствительным местообитанием для морских птиц. Здесь численность морских птиц во все сезоны года невелика, составляя десятки особей. Поэтому представляется, что находящиеся вблизи острова особи легко найдут корм на ближайших участках акватории, и их возможное перемещение на соседние участки акватории и не приведет к уменьшению их популяции.

Воздействие на тюленей

В теплый период года в районе острова отмечаются лишь отдельные особи тюленей. Поэтому в теплый период года акватория расположения острова и подходов к нему не является высокочувствительным местообитанием для тюленей.

Вибрация

Вибрации в водной толще и донных отложениях, которые возникают при выполнении различного вида работ и эксплуатации технологического оборудования могут оказывать негативные воздействия на планктонные и донные организмы.

Для многих беспозвоночных водной толщи и морского дна характерно наличие виброрецепторов, воспринимающих колебания воды и предупреждающих их о приближении к источникам вибрации. Колебания водной толщи, возникающие при распространении звука и вибрации в море или в донных отложениях, могут изменять среду обитания планктонных и донных организмов.

Ожидается, что вибрации донных отложений, неизбежно возникающие приразработке месторождения, будут гаснуть на удалении десятков метров от источника вибрации.

Проектными решениями предусмотрено использование оборудования, обеспечивающего уровень вибрации в пределах, установленных соответствующим ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования».

Учитывая, что при эксплуатации будут использоваться оборудование и конструкции производственных участков, соответствующие требованиям выше перечисленным ГОСТам, максимальные уровни вибрации от всего виброгенерирующего оборудования на территории ближайших жилых застроек не будут превышать установленные предельно допустимые уровни, а также негативное воздействие вибрации на животный мир будет практически отсутствовать.

Освещение

Освещение сооружений в темное время суток во время намечаемой деятельности на добывающем острове является источником беспокойства для морской биоты акватории моря вокруг комплекса.

Воздействие на планктонные и бентосные организмы

Ночное освещение может незначительное увеличить интенсивность фотосинтеза фитопланктона в поверхностном слое морских вод. Это может привести к незначительному увеличению очистительной способности планктонных сообществ и увеличению выделения кислорода в процессе фотосинтеза. Ожидается, что у части зоопланктонных организмов, попадающих в освещенную зону, может произойти изменение биологической ритмики.

Представляется очевидным, что освещаемый в ночное время объем воды будет столь незначителен, что, скорее всего, эти изменения будут незаметны для популяции фито-зоопланктона. Изменения зообентоса под действием искусственного освещения намечаемой деятельности будут незаметны для его популяции.

Воздействие на ихтиофауну

Ночное освещение может либо отпугивать, либо привлекать рыб. Согласно биологическим характеристикам рыбы подразделяются на три группы: не восприимчивые к свету, положительно реагирующие на свет (положительный фототаксис) и чувствительные к свету (отрицательный фото таксис).

Воздействие на птиц

Искусственный свет имеет в жизни птиц немаловажное значение. Например, многие из ночных мигрантов ориентируются при перелетах по огням городов и яркому свету маяков. Правда, свет маяков не всегда служит пернатым на пользу. Во многих районах мира отмечаются случаи, когда массы птиц во время ночных перелетов разбиваются о башни работающих маяков. Такие случаи происходят, как правило, в темные ночи со сплошной облачностью и плохой видимостью из-за тумана или дождя. В ночи с хорошей видимостью включение прожектора маяка заставляло большинство летящих птиц отворачивать в сторону.

Воздушный слой с наиболее интенсивными перелетами птиц расположен на высотах 50-500 м. Отмечено, что мигрирующие птицы в светлое время суток летят, как правило, на небольших высотах, а ночью высота их перелетов увеличивается. Для крупных дневных хищных птиц характерен транзитный перелёт на больших высотах. Ночные перелеты являются характерными для водоплавающих птиц.

По результатам мониторинга суточной активности птиц, проведенного специалистами Астраханского государственного заповедника, в том числе в ночное время, в условиях искусственного освещения морской платформы была проведена оценка влияния освещения на птиц разных систематических групп, которое обусловлено поведенческими особенностями каждого вида (приспособленностью к определенным местам обитания, суточной активностью, временем перелета, способом ориентирования и т.д.). По типу оказываемого влияния выделены три условные группы: положительное влияние (для птиц создаются благоприятные условия для добывания корма, отдыха), условно нейтральное влияние (заметное воздействие отсутствует), негативное влияние (изменение маршрута пролета, задержки на платформе или на акватории рядом с ней, повреждения о конструкции).

Положительное влияние отмечено у представителей семейства чайковых (хохотуньи, черноголового хохотуна, озерной чайки). Чайковые отмечаются на протяжении всего времени суток, пики приходятся на ночное время суток. Эти виды в ночное время суток образовывали на прилегающей акватории крупные скопления до 700 особей, которые

держались до рассвета – освещение акватории облегчает чайкам добычу корма с поверхности воды.

Условно нейтральное влияние –морская платформа не оказывает видимого влияния на встреченные виды водоплавающих птиц. Представители Утиных избегали посадки на воду вблизи БУ в ночное время (несмотря на обилие Чайковых на этой акватории), посадки птиц отмечались на краю видимости не менее чем в 1 км от платформы. В ходе наблюдений фиксировали (в том числе в темное время суток): большую поганку, красноносого нырка, большого баклана, кудрявого пеликана, лебедя-шипуна – птицы отмечались в воздухе во время полета рядом с платформой, игнорируя ее.

Зяблики и вьюрки задерживались на платформе на некоторое время, но основная масса особей этих двух видов продолжала миграцию, не делая остановок на платформе. Из семейства Ястребиных дважды отмечались перепелятники, которые продолжительное время держались на платформе, охотясь на мигрирующих мелких воробьиных.

Таким образом, наиболее заметным фактором негативного воздействия на некоторые группы птиц оказывает свет. Освещенность объектов влияет преимущественно на мигрантов, пролетающих через акваторию лицензионных участков. В то же время, ряд видов использует искусственное освещение для упрощения добычи пищи – чайки явно приспособились к ночным кормовым кочевкам.

Место расположения МЛСП не является высокочувствительным местообитанием для морских птиц. По результатам многолетних мониторинговых наблюдений здесь численность морских птиц во все сезоны года невелика. Поэтому представляется, что находящиеся вблизи МЛСП особи легко найдут корм на ближайших участках акватории, и их возможное перемещение на соседние участки акватории и не приведет к уменьшению их популяции.

Воздействие на тюленей

Ночное освещение может служить источником беспокойства для тюленей, использующих акваторию в качестве кормовых угодий. Освещение вызовет изменения в поведении. И будет либо привлекать, либо приведет к перемещению на другие участки акватории северо-восточной части Каспийского моря.

Воздействие освещения на БТК будет ограничено территорией рабочих площадок и не окажет негативного влияния на население, животный мир и окружающую среду.

Предполагается, что для планируемой БТК в пределах ее промплощадок представители животного мира будут практически отсутствовать.

Электромагнитное излучение

Источники, создающие электромагнитные поля будут эксплуатироваться согласно требованиям к их безопасной эксплуатации, установленных СТ РК 1151-2002 и СТ РК 1150-2002. Поэтому, негативное воздействие электромагнитного излучения будет сведено к минимуму, воздействие на окружающую среду оценивается как незначительное.

Тепловое воздействие факелов

Горение факела является потенциальным источником нескольких негативных факторов: света, шума, теплового излучения и выбросов в атмосферу токсических продуктов горения. Ожидается, что горение факелов будет и постоянным и/или периодическим. Поскольку через зону размещения добывающего острова пролегают миграционные пути, по которым по данным многолетних мониторинговых наблюдений весной и осенью перемещается около 16 видов птиц, есть вероятность того, что они могут подвергнуться воздействию

пламени факела или попасть в зону высокой концентрации продуктов горения, что приведет к их ожогам/отравлению.

Интенсивность негативного воздействия на птиц, попавших в зону с опасным уровнем теплового воздействия, оценивается как сильная, т.к. птицы, попавшие в эту зону, могут опалить оперение, сгореть или отравиться продуктами горения. Необходимо учесть, что негативное воздействие пламени факела такого масштаба может отмечаться только при сбросах газа на факел, а не при постоянном горении дежурной горелки.

Многолетние наблюдения за поведением птиц во время сжигания флюида на факеле на месторождениях северного Каспия позволили сделать вывод, что вероятность прямого воздействия факела на стаи птиц является низким, возрастая лишь в период сезонных миграций, однако данное происшествие может привести к гибели значительного числа птиц. Мерами предосторожности запрещается сжигание флюидов на факелах при эксплуатации скважин, за исключением случаев угрозы возникновения аварийной ситуации (Экологический кодекс, ст.274).

Аналогичное воздействие на птиц будет оказывать и горения факелов на планируемом БТК.

Выводы

Согласно методике оценки воздействия, на окружающую среду в штатной ситуации, приведенной в разделе 4.1, для оценки значимости возможного воздействия физических факторов на окружающую среду при проведении разработки Западного поднятия месторождения Каламкас-море приняты три параметра: интенсивность воздействия, временной и пространственный масштаб.

Как было отмечено выше, физические факторы, присущие деятельности на МЛСП и БТК (свет, шум, вибрации и т. д.) не окажут воздействия на население. В таблице 4.5.7 сведены результаты проведенной оценки возможных воздействий физических факторов.

Таблица 4.5.7 Оценка возможных воздействий физических факторов на животный мир

Источник воздействия (объект воздействия)	Категория воздействия			Интегральная оценка	Значимость
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		
Шум	Локальный (1)	Многолетнее (4)	Слабая (2)	8	***Низкая***
Вибрации	Локальный (1)	Многолетнее (4)	Незначительная (1)	4	***Низкая***
Освещение	Локальный (1)	Многолетнее (4)	Незначительная (1)	4	***Низкая***
Тепловое воздействие	Локальный (1)	Многолетнее (4)	Слабая (2)	8	***Низкая***
Электромагнитное излучение	Локальный (1)	Многолетнее (4)	Незначительная (1)	4	***Низкая***

4.6. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА БИОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ МОРЯ

В период намечаемой деятельности основные производственные процессы по добыче нефти будут происходить в изолированном от окружающей среды трубном пространстве без непосредственных контактов с жизненным пространством организмов биологической среды моря.

При штатном развитии процесса реализации проекта прямому воздействию производственных операций морская среда и донные отложения будут подвергаться только

в момент забивки направления, а также при транспортных операциях по снабжению морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП).

Воздействия на биологическую среду моря при всех вариантах разработки будут одинаковыми в связи с однотипностью принимаемых технических решений.

4.6.1. Оценка воздействия на водную растительность

Месторождение Каламкас-море расположено в зоне максимальных глубин Северного Каспия, донный субстрат территории месторождения сложен песком с битой и целой ракушкой, желтым, серым и черным мягким липким илом, что, наряду с большими глубинами, не способствует закреплению морской растительности. Проективное покрытие растительностью дна не превышает 1-3%.

По результатам экологических наблюдений 2016-2018 гг. водная растительность была представлена остатками корней высших растений, по которым невозможно определить видовую принадлежность растений, небольшими фрагментами высших сосудистых растений, мелкими скоплениями зеленых нитчатых водорослей.

Обычно отмечались единичные фрагменты (листья, побеги) рдеста гребенчатого (*Potamogeton pectinatus),* урути колосковой (*Myriophyllum spicatum*), небольшие скопления зеленых нитчатых водорослей *Chaetomorpha linum,* старник красных водорослей *Cladophora fracta.*

Следует отметить, что наличие МЛСП даст импульс началу обрастания конструкций платформы бактериями, грибами, нитчатыми водорослями, а в дальнейшем и беспозвоночными. Создание новой искусственной среды обитания для сообществ водной растительности будет способствовать очистке воды и созданию условий для роста количества подвижных форм в перифитоне и может рассматриваться как положительное воздействие.

Интенсивность положительного воздействия физического присутствия морских сооружений (новая среда обитания) на водную растительность оценивается как *незначительная (1),* пространственный масштаб – *локальный (1),* временной масштаб – *многолетний (4)*. Воздействие *низкой* степени значимости.

Неблагоприятное воздействие на морскую растительность может оказать кратковременное взмучивание донных осадков и ухудшение фотосинтеза при забивке направлений для бурения скважин или винты обслуживающих судов. Однако, с учетом существующих глубин и практически полного отсутствия высших макрофитов в районе МЛСП, воздействие на растительность будет минимальным.

Как показал опыт аналогичных работ в Северном Каспии, организация центров бурения и добычи имеют локальный кратковременный характер при незначительной значимости воздействий и, в целом, сводятся к следующему: пространственный масштаб воздействия – *локальный (1 балл),* временной масштаб – *кратковременный (1 балла),* интенсивность воздействия – *незначительная (1 балла).* Общая интегральная оценка – *1 балла*. Значимость воздействия – *низкая.*

4.6.2. Оценка воздействия на планктонные организмы

Неблагоприятные воздействия на планктонные организмы возможно только при ограниченном количестве производственных операций, включающих забивку направлений для буровых скважин, и транспортные операции с использованием судов.

Реальное воздействие на планктонные организмы будет оказывать снижение интенсивности фотосинтеза в результате распространения шлейфов взмученности при забивке направлений, повреждений фильтрационных аппаратов в результате повышения мутности воды.

Изменения интенсивности фотосинтеза планктона в процессе забивки буровых направлений не будут выходить за рамки естественных величин, продолжительность таких воздействий будет незначительная. В процессе эволюции планктонные организмы хорошо приспособились к периодически меняющимся условиям существования, что позволяет им в короткое время восстановить численность.

С учетом высокой гидродинамической активности вод результат такого локального воздействия в самое короткое время будет усреднен, и уловить его аналитическими методами очень сложно или невозможно, что свидетельствует о невысокой значимости самого воздействия.

Кроме того, в районе МЛСП в результате увеличения освещенности в ночное время произойдет незначительное увеличение интенсивности фотосинтеза, что приведет к увеличению очистительной способности планктонных сообществ и увеличению выделения кислорода в процессе фотосинтеза. Однако освещенный в ночное время объем воды будет столь незначителен, что вряд ли стоит говорить о значительных масштабах улучшения среды в результате усиления фотосинтеза.

Таким образом, суммарное воздействие на фито- и зоопланктон на стадии добычи при производстве операций по забивке направлений и транспортных операциях может быть выражено в следующих категориях: пространственный масштаб воздействия – *локальный (1 балл)*, временной масштаб – *кратковременный (1 балла)*, интенсивность воздействия – *слабая (2 балла)*. Общая интегральная оценка – *2 балла*. Значимость воздействия – *низкая.*

Забор морской воды на технологические нужды судов и охлаждения их двигателей приведет к полной гибели планктеров в забираемом объеме, однако необходимо принимать во внимание, что объемы используемой морской воды несопоставимы с объемом воды акватории участка работ и изъятие фитозоопланктона в количественном отношении настолько незначительно, что в условиях постоянного перемещения водных масс на современном аналитическом уровне практически не фиксируется.

4.6.3. Оценка воздействия на макрозообентос

Широкомасштабное воздействие на бентосные организмы будет производиться в процессе строительства платформы и трубопроводов. На стадии эксплуатации месторождения негативные воздействия на донные организмы будут сведены к минимуму и возможны от тех же операций, что и на планктонные организмы – забивка направлений для бурения скважин и, в меньшей мере, при транспортных операциях.

Основным фактором воздействия на донные организмы, большинство из которых так же, как и зоопланктеры, являются фильтраторами и используют взвесь как источник питания, будет являться взмучивание донных отложений. Однако, постоянное обитание в условиях повышенной мутности придонных вод объясняют причины высокой устойчивости двустворчатых моллюсков, которые могут переносить аномально высокие концентрации взвеси в воде — до 1-30 г/л. То же самое относится и к другим видам бентосных сестонофагов, например, к амфиподам. Это не означает, естественно, что донные фильтраторы обладают неограниченной толерантностью и безразличны к содержанию взвеси. Длительное пребывание в зонах высокой мутности блокирует фильтрующие органы и приводит к гибели организмов.

Однако, периоды повышения мутности в результате забивки направлений локальны, кратковременны и редки, их воздействие оценивается как незначительное.

Таким образом, суммарное воздействие на макрозообентос на стадии добычи при производстве операций по забивке направлений и транспортных операциях может быть выражено в следующих категориях: пространственный масштаб воздействия – *локальный (1 балл)*, временной масштаб – *кратковременный (1 балла)*, интенсивность воздействия – *незначительная (1 балла)*. Общая интегральная оценка – *1 балла*. Значимость воздействия – *низкая*.

4.6.4. Оценка воздействия на ихтиофауну

Акватория месторождения Каламкас-море используется рыбами как нагульные пастбища, так и при сезонных миграциях. В пределах лицензионной территории Каламкас-море в 2016-2018гг. было зафиксировано 20 видов ихтиофауны. В уловах жаберной сетью по численности, как правило, доминировали карповые рыбы (в основном вобла), субдоминантами выступали сельди. Только весной 2018 г. субдоминантом являлась килька. Осетровые фиксировались в уловах только в весенне-летний период. Промышленное рыболовство в акватории месторождения не ведется.

В процессе эксплуатации месторождения основным фактором воздействия на ихтиофауну будет фактор беспокойства, связанный с повышенным шумом, вибрацией, электрическим светом ночью и движением судов.

Шум и вибрация, производимые работающими судами и техникой при строительстве МТК его последующей эксплуатации, по-разному действуют на морскую биоту, в зависимости от силы раздражителей, вида объекта и его биологического и физиологического состояния. Известно, что слабые воздействия шума и вибрации являются привлекающим фактором для водных обитателей; более сильные воздействия создают отпугивающий эффект. Рыбы воспринимают как механические, так инфразвуковые и звуковые колебания.

Сильные шумы, видимо, будут отпугивать рыб от МТК в радиусе до нескольких сот метров, в зависимости от вида, возраста и биологического состояния рыб (нагул, нерест, зимовка, миграции), а также от интенсивности воздействия и интенсивности волнения. Однако это воздействие не повлечет за собой необратимых последствий: рыбы будут уходить из зоны акустического дискомфорта.

Хотя рыбы могут ощущать источник звука на большом расстоянии, они редко реагируют на звук до тех пор, пока уровень звука не превысит порог чувствительности. Расстояние от источника, на котором возникает поведенческая реакция, в значительной степени зависит от вида рыбы и природы сигнала. Установлено, что “радиус избегания” для рыб составляет 100-1000 м. Поскольку рыба нагуливается и кормится по всей акватории контрактного участка, а “зона избегания” составляет сотни метров, то не ожидается, что возможное перемещение рыб из “зоны избегания” в ближайшие участки акватории, не подверженные шумовому воздействию, создаст перерывы в питании рыб или приведет к снижению их выживаемости. Установлено, что рыба может обнаруживать и, тем самым, эффективно избегать источников беспокоящих её звуков.

Ночное освещение может либо отпугивать, либо привлекать рыб. Согласно биологическим характеристикам рыбы подразделяются на три группы: не восприимчивые к свету, положительно реагирующие на свет (положительный фото таксис) и чувствительные к свету (отрицательный фото таксис).

С учетом того, что рыбы могут беспрепятственно переместиться из зоны воздействия платформы на другие, не отличающиеся по продуктивности участки нагула, результирующая оценка воздействия эксплуатационных объектов оценивается как незначительная.

Результаты оценки воздействия на ихтиофауну при эксплуатации проектируемых объектов будут одинаковыми для всех вариантов Технических решений.

Таким образом, суммарное воздействие на ихтиофауну на стадии добычи при производстве операций по забивке направлений и транспортных операциях может быть выражено в следующих категориях: пространственный масштаб воздействия – *локальный (1 балл)*, временной масштаб – *многолетний (4 балла)*, интенсивность воздействия – *незначительная (1 балла)*. Общая интегральная оценка – *4 балла*. Значимость воздействия – *низкая*.

4.6.5. Оценка воздействия на орнитофауну

Акватория месторождения расположена в центральной части Каспийского моря на значительном удалении от береговой линии и традиционных путей весенне-осенних миграций, постоянного населения птиц в районе месторождения нет, отдельные экземпляры представлены случайными пролетами водоплавающих птиц.

В процессе эксплуатации месторождения трубопроводы не будут оказывать никакого воздействия на орнитофауну.

При эксплуатации объектов морского комплекса возможны следующие факторы воздействия на орнитофауну:

- столкновение с объектами МЛСП;
- отпугивание птиц из-за повышенного шума в процессе бурения скважин, движения судов;
- привлечение птиц из-за освещенности в ночное время;
- создание дополнительных мест для отдыха птиц при миграциях.

Особенности месторасположения и характер эксплуатации МЛСП сведут воздействие вышеперечисленных факторов воздействия на орнитофауну к минимуму – акватория возможного воздействия физических факторов платформы не является местом кормления или гнездования, находится вне основных путей сезонных миграций, в связи с чем численность птиц минимальна и их гибель от столкновений с морскими сооружениями крайне низкая, значимость данного воздействия можно оценить, как незначительную.

Шум, связанный с работой двигателей судов и бурового оборудования, не беспокоит птиц, находящихся на пролете. Заслышав сильный шум, птицы будут просто избегать данного участка. В крайнем случае, это приведет к незначительному изменению пути миграции. Исключение составляют чайки и крачки, которые могут быть привлечены к плавсредствам в поисках пищевых отходов и мелкие воробьиные птицы (жаворонки, славковые, дроздовые и др.), которые могут присаживаться на надстройки судов как на участки “суши”, особенно в штормовую погоду. Значимость данного воздействия оценивается, как незначительную.

Во время эксплуатации морского комплекса в ночное время, освещение объектов может также привлекать птиц. Описываются случаи, когда освещение морских платформ привлекает птиц, приводя к ряду вторичных воздействий, таких, как многочасовое кружение вокруг платформы, столкновение с возвышенными объектами и друг с другом.

Морские сооружения МЛТС также могут использовать мелкие воробьиные птицы, случайно оказавшиеся вблизи платформы (жаворонки, славковые, дроздовые и др.),

которые могут присаживаться на надстройки платформ и судов как на участки “суши”, особенно в штормовую погоду.

В целом, оценка воздействия указанных факторов на орнитофауну для всех вариантов Технических решений будет одинаковой, и сводится к следующему: пространственный масштаб воздействия – *локальный (1 балл)*, временной масштаб – *многолетний (4 балла)*, интенсивность воздействия – *незначительная (1 балла)*. Общая интегральная оценка – *4 балла*. Значимость воздействия – *низкая.*

4.6.6. Оценка воздействия на тюленей

Каспийский тюлень является эндемичным видом, встречающимся только в Каспийском море, по всей акватории – от берегов Ирана до аванделът Волги и Урала. Жизненный цикл тюленей проходит в сезонных миграциях от Северного до Южного Каспия, особо чувствительным периодом для тюленей является период щенки и линьки в январе-марте на паковых льдах Северного Каспия, пространственно совпадая с акваторией реализации проекта.

При эксплуатации объектов морского комплекса МЛСП возможны следующие факторы воздействия на тюленей:

- физические факторы;
- отчуждение площади щенных лежек;
- влияние движения судов.

Физические факторы

Основными физическими факторами потенциального воздействия на тюленей при эксплуатации МЛСП

- шум;
- вибрация;
- освещение;
- электромагнитные излучения.

Источниками основного воздействия физических факторов при эксплуатации МЛСП будут оборудование и технологические операции.

Основными поведенческими реакциями на сильный шум в исследованиях поведения тюленей называются реакции беспокойства, нарушения поведения кормления.

На этапе эксплуатации источники шума как забивка свай, одновременный шум от работы большого количества строительной техники исключаются.

Шум от источников технологического оборудования на острове при штатной работе будет гаситься плотной застройкой на острове, шумом ветра и волн.

Основными источниками вибраций при эксплуатации на МЛСП будет работа газовых турбин, компрессорного оборудования, насосов, строительной техники и автотранспорта и т.д.

Вибрации в водной толще и донных отложениях, которые возникают при выполнении различного вида работ и эксплуатации технологического оборудования могут оказывать негативные воздействия на планктонные и донные организмы.

Ожидается, что вибрации донных отложений, неизбежно возникающие при работе насосов и компрессоров, движении судов, в процессе работы судовых механизмов в море, при буровых работах будут гаснуть на удалении десятков метров от источника вибрации.

Освещение судов и морских сооружений в темное время суток во время намечаемой деятельности на МЛСП будет являться источником беспокойства для морской биоты акватории моря вокруг комплекса.

Ночное освещение может служить источником беспокойства для птиц и тюленей, использующих акваторию в качестве кормовых угодий. Освещение вызовет изменения в поведении и будет либо привлекать, либо приведет к перемещению на другие участки акватории северо-восточной части Каспийского моря.

Ночное освещение платформы будет ограничиваться ее размерами и узкой прилегающей областью, на других участках акватории моря освещение не будет превышать уровня естественного лунного освещения.

На этапе эксплуатации МЛСП используется оборудование, являющееся источником электромагнитных полей различного происхождения, такое как электропередающее и генерирующее электроэнергию оборудование и приборы, радиопередающие средства связи, трансформаторные подстанции, генераторы и т. д.

Источники, создающие электромагнитные поля будут эксплуатироваться согласно требованиям к их безопасной эксплуатации. Поэтому, негативное воздействие электромагнитного излучения будет сведено к минимуму, воздействие на окружающую среду оценивается как незначительное.

Учитывая указанные факторы и тот факт, что оборудование на острове будет расположено на высоте не менее 5 м от поверхности воды, то интенсивность воздействия физических факторов на этапе эксплуатации можно считать *слабой.*

Отчуждение площади щенных лежек

Территория месторождения Каламкас-море находится в центральной части Северного Каспия, которая зимой покрывается льдом. Согласно многолетним наблюдениям в мягкие зимы, когда эта часть Каспия покрыта устойчивым льдом, здесь размещаются щенные залежи тюленей. В результате строительства острова часть акватории моря, на которой раньше могли размещаться тюлени для выведения детенышей, будет изъята из площади обитания.

Воздействие физических факторов и присутствие платформы могут отпугивать тюленей, но, поскольку площадь воздействия физических факторов, по сравнению с ареалом обитания тюленей незначительна, то пространственный масштаб этого воздействия будет локальный, место щенки без ущерба будет перенесено на другие участки, интенсивность воздействия на щенные залежи тюленей на этапе эксплуатации можно считать *слабой*.

Влияние движения судов

В Экологическом кодексе РК указано на то, что проведение нефтяных операций с октября по май месяцы должно осуществляться на расстоянии не ближе 1 852 м (1 морская миля) от мест концентрации тюленей. Эксплуатация морского комплекса на острове будет захватывать и зимнее время, когда море покрыто льдом. Поскольку проектируемые объекты будут находиться в районе расположения традиционных щенных лежек тюленей, нельзя гарантировать, что тюлени не расположатся на лежки вблизи стационарных объектов, каким является остров. Опыт эксплуатации объектов на месторождении Кашаган, а также в Российской части моря (месторождение Ю. Корчагина), показывает, что тюлени могут располагаться в непосредственной близости от них, но в случае беспокойства особи легко найдут корм на ближайших участках акватории, и это возможное перемещение не приведет к уменьшению их популяции.

Для проводки судов поддержки необходимо будет использовать ледоколы для проведения судов. Движение судов в зимний период может оказать негативное влияние на поголовье тюленей.

Для снижения воздействия насколько это будет возможно на стадии рабочего проекта должны быть разработаны меры по выработке оптимальных маршрутов и оптимизации перевозок, чтобы сократить количество рейсов судов в зимний период до минимума. Кроме этого, необходимо разработать регламент ледовых проводок, который должен строго соблюдаться, чтобы максимально сократить урон поголовью тюленей.

Данные фоновых и мониторинговых исследований на станциях на территории месторождения Каламкас-море в безледный период весна-лето-осень показывают, что средняя численность тюленей по всем станциям составила от 0,04 до 0,53 особей. При низкой численности тюленей в районе МЛСП воздействие на них в теплые сезоны можно оценить, как кратковременное, случайное, локальное и, в целом, как незначительное (фактор беспокойства). При приближении судна животные из этого участка перемещаются на безопасное расстояние, воздействие их может быть оценено как *незначительное.*

В целом, в принятой системе оценок воздействия проектируемых технологий, все три варианта рассматриваемых Технических решений по характеру воздействия на биологическую среду моря равнозначны.

Предварительная оценка воздействия проекта эксплуатации месторождения Каламкас-море на отдельные элементы морской биологической среды сведена в табл. 4.6.1.

Таблица 4.6.1 Предварительная оценка воздействия проектируемой эксплуатации месторождения на морскую биологическую среду

Источник воздействия (объект воздействия)	Категория воздействия			Интег-ральная оценка	Значимость
	Пространствен-ный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		
Оценка воздействия на водную растительность					
Проходка скважин. Кратковременное взмучивание донных осадков и ухудшение фотосинтеза при забивке направлений для бурения скважин или винты обслуживающих судов	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	1	**Низкая**
Оценка воздействия на планктонные организмы					
Проходка скважин. Кратковременное взмучивание донных осадков и ухудшение фотосинтеза при забивке направлений для бурения скважин или винты обслуживающих судов	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	1	**Низкая**
Забор морской воды на технологические нужды судов и охлаждения их двигателей	Локальный (1)	Многолетний (4)	Слабая (2)	8	**Низкая**
Оценка воздействия на макрозообентос					
Проходка скважин. Кратковременное взмучивание донных осадков и ухудшение фотосинтеза при забивке направлений для бурения скважин	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	1	**Низкая**

Источник воздействия (объект воздействия)	Категория воздействия			Интегральная оценка	Значимость
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		
Оценка воздействия на ихтиофауну					
Фактор беспокойства, связанный с повышенным шумом, вибрацией, электрическим светом ночью и движением судов.	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	4	**Низкая**
Оценка воздействия на орнитофауну					
Фактор физического присутствия, повышенный шум, вибрация, освещение в ночное время	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	4	**Низкая**
Оценка воздействия на тюленей					
Фактор физического присутствия, повышенный шум, вибрация, освещение в ночное время	Локальный (1)	Многолетний (4)	Слабая (2)	8	**Низкая**
Отчуждение площади щенных лежек	Локальный (1)	Многолетний (4)	Слабая (2)	8	**Низкая**
Влияние движения судов	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	4	**Низкая**

4.7. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННЫЙ И РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ

Намечаемая деятельность предполагает использование земельных участков под береговой технологический комплекс, трассу экспортного нефтепровода и площадку водозаборных скважин. Ориентировочные площади: БТК – 1,5 км^2, трубопроводов – 3,6 км^2, водозаборных скважин - 10 км^2. Предполагаемый срок использования – 50 лет.

Потенциальными источниками воздействия на почвы и растительность суши могут быть объекты установки подготовки нефти (УПН), технологические установки берегового комплекса, система трубопроводов, наземный терминал нефти (НТН).

При штатном режиме эксплуатации УПН-БТК масштабных механических воздействий на почвенно-растительный слой, сопоставимых с этапом строительства этих объектов, не ожидается. Воздействие от технологических объектов УПН-БТК на почвы и растительность будет проявляться только опосредованно, путем оседания из атмосферы выбросов от эмиссии в атмосферный воздух от стационарных и передвижных источников.

Некоторое воздействие на почвы и растительность может быть оказано при организации стихийных дорог при проведении технологического обслуживания объектов нефтепровода, замусоривание территории. Для уменьшения воздействия указанных факторов эксплуатирующая организация должна строго следовать регламенту работ и не допускать подобных нарушений.

Таким образом, воздействие на почвы и растительность при безаварийной работе УПН-БТК и нефтепровода для всех вариантов разработки может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – *локальный (1 балл)*;
- временной масштаб воздействия – *многолетний (4 балла)*;
- интенсивность воздействия – *незначительная (1 балл)*;
- интегральное воздействие – *низкое* (*4 балла*).

При штатном режиме эксплуатации воздействия на почвы и растительность от системы нефтепроводов, газопроводов, водопроводов не будет, поскольку все трубопроводы будут проложены подземно, то вероятность попадания на почвы и растительность каких-либо загрязняющих веществ очень мала.

Службами эксплуатации нефтепровода должны постоянно проводиться работы по отслеживанию состояния почв, выявлению случаев загрязнения почв и принятию мер по ликвидации загрязнений и рекультивации нарушенных участков.

Наиболее выраженное воздействие на почвенно-растительный слой могут оказать ремонтные работы на трубопроводах, последствиями которых будут механические нарушения почв, связанные с раскапыванием и закапыванием труб, загрязнением почв при проливах нефти или ГСМ. Качественное строительство, использование надежных материалов и оборудования и систематические профилактические мероприятия позволят существенно уменьшить масштаб этого воздействия до следующего уровня:

- пространственный масштаб воздействия – *локальный (1 балл)*;
- временной масштаб воздействия – *кратковременный (1 балл)*;
- интенсивность воздействия – *слабая (2 балла)*;
- интегральное воздействие – *низкое (2 балла).*

В целом, при безаварийном режиме эксплуатации, воздействия на почвенно-растительный слой будут минимальны.

Сводная таблица ожидаемого воздействия на почвенно-растительный покров приведена в табл. 4.7.1.

Таблица 4.7.1 Матрица оценки воздействия на почвенно-растительный покров

Источник воздействия (объект воздействия)	Категория воздействия			Интегральная оценка	Значимость
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		
Технологические объекты УПН-БТК					
Воздействие объектов УПН-БТК – химическое загрязнение, дорожная дигрессия	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	4	**Низкая**
Система трубопроводов					
Ремонтно-профилактические работы	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Слабая (2)	2	**Низкая**

4.8. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР СУШИ

Строительство промышленных объектов, включая объекты нефтедобычи и транспортировки углеводородов, влияет на представителей животного мира через воздействие прямых (изъятие части популяций, уничтожение участков местообитаний и т.п.) и косвенных (изменение площади местообитаний, качественное изменение биотопов) факторов.

Проектируемые работы по строительству нефтепровода и наземных объектов (УПН-БТК) будут оказывать как прямое, так и косвенное воздействие на животный мир территории. Прямое воздействие, прежде всего, связано с изъятием части местообитаний животных под размещение строительных площадок.

На этапе эксплуатации объекты нефтепровода будут оказывать слабое и локальное воздействие на животный мир территории. Сам нефтепровод будет проложен подземно.

После рекультивации на поверхности он будет обозначен знаками, чтобы предотвратить от случайного повреждения при проведении работ в его окрестностях. Через 2-3 сезона травянистый растительный покров в полосе отвода восстановится, и, таким образом, места обитания животного мира полностью восстановятся.

Площадки размещения УПН-БТК будут занимать сравнительно небольшие участки площади. Площадки будут огорожены, что препятствует проникновению на их территорию крупных животных. Постоянный технологический мониторинг позволит поддерживать надлежащее санитарное состояние площадок, что гарантирует отсутствие на площадках мусора, видимых следов загрязнений.

Вместе с тем хозяйственная деятельность не вносит значительных изменений в жизнедеятельность таких видов, как песчанки, желтый и малый суслик. Возможно появление в жилых и хозяйственных постройках домовой мыши, серой крысы и серого хомячка, и увеличение их численности на прилежащих участках.

Общее сокращение видов и количества ландшафтных птиц, в какой-то мере будет компенсироваться увеличением численности синантропных форм.

В целом, воздействие на животный мир от проектируемых объектов на этапе эксплуатации при принятии всех мероприятий оценивается следующим образом:

- пространственный масштаб воздействия – *локальный (1 балл)*;
- временной масштаб – *многолетний (4 балла);*
- интенсивность воздействия – *незначительная (1 балл).*

Интегральная оценка выражается *4 баллами – воздействие низкое.*

При воздействии *«низкое»* изменения среды в рамках естественных изменений (кратковременные и обратимые). Популяция и сообщества возвращаются к нормальным уровням на следующий год после снятия воздействия.

Матрица воздействия на животный мир суши для этапа эксплуатации УПН-БТК представлена в таблице 4.8.1.

Таблица 4.8.1 Матрица оценки воздействия на животный мир суши при эксплуатации УПН-БТК

Источник воздействия (объект воздействия)	Категория воздействия			Интегральная оценка	Значимость
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		
Животный мир и орнитофауна суши	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	4	**Низкая**

4.9. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ОБРАЩЕНИИ С ОТХОДАМИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

Проектом предусмотрены три варианта разработки месторождения Каламкас-море, отличающихся количеством скважин к бурению, режимом разработки (естественное истощение или поддержание пластового давления - ППД), видом рабочего агента закачки:

- вариант 1 (естественное истощение);
- вариант 2 (рекомендуемый);
- вариант 3 (система ППД).

В качестве основного (рекомендуемого) варианта разработки месторождения Каламкас-море выбран вариант 2, в качестве альтернативного – варианты 1 и 3.

Характеристика проектных решений и сроки проведения намечаемых работ на месторождении Каламкас-море, более детально представлено в разделе 2.

В процессе разработки месторождения Каламкас-море ожидается образование отходов производства и потребления, временное хранение (накопление) и транспортировка которых может стать потенциальным источником воздействия на окружающую среду.

Основными источниками образования отходов производства и потребления в рамках намечаемых работ на месторождении Каламкас-море будут: буровые работы, техническое обслуживание дизельных генераторов, мелкий и текущие ремонты оборудования, жизнедеятельность персонала и пр.

Проживание персонала, задействованного в работах, будет осуществляться на буровой платформе.

Первичная медицинская помощь персоналу по необходимости будет оказана в медицинском пункте, расположенном на буровой.

Компания придерживается политики «Нулевого сброса», в связи с чем сброс отходов в море категорически запрещен.

4.9.1. Сведения о классификации отходов

В соответствии с Экологическим кодексом РК от 02.01.2021 г. № 400-V и Классификатором отходов, утвержденным приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314, отходы производства и потребления разделяются на опасные, не опасные и зеркальные. В соответствии со ст. 338 п. 4 ЭК РК, отдельные виды отходов в классификаторе отходов могут быть определены одновременно как опасные и неопасные с присвоением различных кодов («зеркальные» виды отходов) в зависимости от уровней концентрации содержащихся в них опасных веществ или степени влияния опасных характеристик вида отходов на жизнь и (или) здоровье людей и окружающую среду.

В процессе разработки месторождения Каламкас-море, ожидается образование 33 видов отходов производства и потребления, из которых 16 видов будут опасными, 8 видов будут не опасными отходами, 9 видов зеркальных отходов, из которых 3 вида будут обладать опасными свойствами и 6 видов не обладают опасными свойствами.

Характеристика отходов, образующихся при проведении намечаемых работ на месторождении Каламкас-море представлена в таблице 4.9.1.

Таблица 4.9.1 Характеристика отходов, образующихся при проведении намечаемых работ на месторождении Каламкас-море

№ п.п.	Наименование отходов	Код по новому Классификатору	Расшифровка кода	Характеристика отходов			
				Агрегатное состояние	Опасные свойства согласно ст. 342 ЭК РК и Классификатору отходов	Перечень и наименование исходных материалов, из которых образовались отходы	Наименование технологического процесса или процесса, в котором образовались отходы
Опасные отходы							
1	Отработанные аккумуляторы	16 06 01*	Свинцовые аккумуляторы	неразобранное оборудование и устройства	HP8 разъедающее действие, HP14 экотоксичность	Аккумуляторы (гелевые, кислотные аккумуляторные батареи)	Истечение срока эксплуатации аккумуляторов на автотранспорте, судах, дизельных агрегатах, системах бесперебойного электропитания и пр.
2	Нефтесодержащие отходы	05 01 99	Отходы, не указанные иначе в группе Отходы нефтепереработки	смесевое	HP14 экотоксичность	Осадок после мойки автомашин, грунты с содержанием нефтепродуктов, осадок нефтепродуктов, пенообразная плавающая корка (флотационная пена), осадок неочищенных нефтесодержащих вод, осадок после испарения очищенных нефтесодержащих вод в прудах–накопителях, осадок с испарителей технических вод, водонефтяная эмульсия.	Мойка автотранспорта, очистка и промывка различных емкостей и бурового оборудования, промышленных площадок, барж, бункеров, вибросит, обращение с ГСМ, очистка дренажной системы промплощадок, очистка и промывка технологического оборудования и коллекторов, очистные работы в прудах накопителях и питах временного хранения нефтесодержащей воды, процесс переработки испарения нефтесодержащих вод.
3	Промасленные отходы	15 02 02*	Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определен-ные), ткани для вытирания, защитная	твердое	HP3 огнеопасность	Ткань (ветошь), воздушные, масляные фильтры, топливные фильтры, емкости с остатками масел, аэрозольные баллончики с содержанием ГСМ, СИЗ, абсорбирующие материалы, вышедшие из строя	Эксплуатация различного вида автотранспорта, спецтехники и оборудования, а также проведение различного вида производственных операций, загрязнение

№ п.п.	Наименование отходов	Код по новому Классификатору	Расшифровка кода	Характеристика отходов			
				Агрегатное состояние	Опасные свойства согласно ст. 342 ЭК РК и Классификатору отходов	Перечень и наименование исходных материалов, из которых образовались отходы	Наименование технологического процесса или процесса, в котором образовались отходы
			одежда, загрязненные опасными материалами			скребки и другие материалы, загрязненные углеводородами.	материалов маслами и смазочными материалами.
4	Остатки химреагентов (жидкие)	07 07 04*	Другие органические растворители, промывающие жидкости и исходные растворы	жидкое	HP3 огнеопасность, HP6 острая токсичность	Химические реагенты, их смеси и другие подобные материалы, пожароопасные химические реагенты.	Эксплуатация очистных сооружений, лабораторий, технологических установок, трубопроводов наземных и морских объектов компании. Истечение срока годности химикатов
5	Остатки химреагентов (твердые)	07 07 99	Отходы, не указанные иначе	твердое	HP14 экотоксичность	Химические реагенты, а также тара, упаковка, инструменты, оборудование, загрязненные фильтрующие элементы, грунт, загрязненный химическими веществами и другие подобные материалы, находившиеся в прямом контакте с жидкой или твердой фазой химреагентов и загрязненные ими.	Эксплуатация очистных сооружений, лабораторий, технологических установок, трубопроводов наземных и морских объектов компании. Приготовление бурового раствора, эксплуатационное бурение, приготовление шламовой пульпы, водоподготовка и другие производственные технологические процессы. Истечение срока годности и потеря первоначальных свойств химикатов.
6	Отработанные технические масла	13 02 08*	Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла	жидкое	HP3 огнеопасность	Турбинное, компрессорное, трансформаторное, моторное, трансмиссионное, индустриальное масла, технические масла после промывки фильтров жидкой серы, горюче-смазочные материалы, керосин, собранная нефтяная пленка, пробы нефти после химического анализа, минеральные и синтетические	Обслуживание и эксплуатация газотурбинных генераторов, компрессорных и производственных установок, трансформаторных подстанций, автотранспорта и строительной техники, судов, различных дизельных генераторов,

№ п.п.	Наименование отходов	Код по новому Классификатору	Расшифровка кода	Характеристика отходов			
				Агрегатное состояние	Опасные свойства согласно ст. 342 ЭК РК и Классификатору отходов	Перечень и наименование исходных материалов, из которых образовались отходы	Наименование технологического процесса или процесса, в котором образовались отходы
						смазывающие вещества и другие жидкие нефтепродукты.	оборудования буровых установок, технологического и вспомогательного оборудования подготовки нефти и газа, эксплуатация серных установок.
7	Ртутьсодержащие отходы	20 01 21*	Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы	неразобранное оборудование и устройства	HP6 острая токсичность, HP14 экотоксичность	Ртутьсодержащие лампы (люминесцентные, натриевые, кварцевые лампы, содержащие ртуть и т.п.), ртутные термометры, медтермометры, барометры и другое ртутьсодержащее оборудование, ртутьсодержащие приборы и изделия.	Освещение офисов, производственных и жилых помещений, столовых и территории расположения объектов. Использование ртутных термометров и барометров в лаборатории и медпунктах. Истечение нормативного срока эксплуатации ламп и выхода из строя ламп, термометров, барометров и других ртутьсодержащих приборов.
8	Нефтешлам	05 01 03*	Донные шламы	шлам	HP3 огнеопасность, HP14 экотоксичность	Природный газ, нефть и другие углеводородные продукты.	Ремонтно-профилактические работы, включающие скребкование и очистку газовых и нефтяных трубопроводов и емкостей, буровые работы.
9	Отработанные источники питания	16 06 02*	Никель-кадмиевые аккумуляторы	неразобранное оборудование и устройства	HP14 экотоксичность	Аккумуляторы и батареи (литиевые, никель-кадмиевые, щелочные и т.п.).	Образуются вследствие выработки аккумулятором своего ресурса во время эксплуатации, как источника низковольтного электроснабжения.
10	Непригодные сигнальные средства	16 04 02*	Отходы пиротехники	неразобранное оборудование и устройства	HP1 взрывоопасность	Светодымящие буи, спасательное и сигнальное и иное оборудование с	Выход из строя, истечение срока эксплуатации спасательного и сигнального оборудования,

№ п.п.	Наименование отходов	Код по новому Классификатору	Расшифровка кода	Характеристика отходов			
				Агрегатное состояние	Опасные свойства согласно ст. 342 ЭК РК и Классификатору отходов	Перечень и наименование исходных материалов, из которых образовались отходы	Наименование технологического процесса или процесса, в котором образовались отходы
						пиротехническими материалами	содержащего пиротехнические материалы
11	Буровой шлам 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
12	Буровой шлам 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
13	Отработанный буровой раствор 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
17	Отработанный буровой раствор 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
15	Минеральный осадок	06 13 99	Отходы, не указанные иначе в группе "Отходы неорганических химических реакций, не определенных иначе"	шлам	HP14 экотоксичность	Морская вода	Зачистка осевших на морских сооружениях кристаллов морской соли
16	Отработанные газовые баллоны	15 01 11*	Металлическая упаковка, содержащая опасные твердые пористые матрицы (например, асбест), включая порожние пресс-контейнеры	неразобранное оборудование и устройства	HP14 экотоксичность	Сосуды с остаточным давлением, содержащие различные газы (кислород, аргон, сероводород, метан, угарный газ, фреон, азот и др.), баллоны от огнетушителей, металлические баллоны пожаротушения после опорожнения, модули порошкового пожаротушения.	Калибровка различного вида аналитического оборудования и систем. Заправка холодильных установок и систем ОВК. Сварочные работы. Эксплуатация огнетушителей и другого пожарного оборудования.

№ п.п.	Наименование отходов	Код по новому Классификатору	Расшифровка кода	Характеристика отходов			
				Агрегатное состояние	Опасные свойства согласно ст. 342 ЭК РК и Классификатору отходов	Перечень и наименование исходных материалов, из которых образовались отходы	Наименование технологического процесса или процесса, в котором образовались отходы
Не опасные отходы							
17	Металлолом	17 04 07	Смешанные металлы	лом	не обладает опасными свойства	Металл и металлические изделия (трубы, арматура, конструкции, металлопрокат, сваи, инструменты, металлическая тара, бочки металлические, пустые опорожненные баллоны, и т.п.), огарыши сварочных электродов, оборудование из металла, металлические изделия или детали после очистки от загрязнений	Строительно-монтажные, демонтажные, ремонтные, планово-предупреди-тельные и эксплуата-ционные работы, обработка металлических изделий.
18	Пищевые отходы	20 01 08	Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых	твердое	не обладает опасными свойства	Продукты питания.	Приготовление и потребление пищи в столовых всех производст-венных объектов, жилплав-комплексах, судах, жилых модулях. Истечение срока годности продуктов питания.
19	Отходы РТИ	19 12 04	Пластмассы и резины	твердое	не обладает опасными свойства	Автомобильные шины (диагональные, радиальные, камерные, бескамерные, камеры, шланги, с металлическим кордом и тканевым кордом, резинотехнические изделия (резиновые камеры, технические шланги, ленточные конвейеры, резиновый геотекстиль, резиновые подложки и подкладки под оборудование, и т.п.), резинотехнические изделия после очистки.	Техническое обслуживание автотранспорта (замена автопокрышек), строительно-ремонтные операции, технологические и иные операции, использование шин как кранцы для швартования на судах, ремонт шин и т.п., буровые, технологические и иные операции на морских объектах.

№ п.п.	Наименование отходов	Код по новому Классификатору	Расшифровка кода	Характеристика отходов			
				Агрегатное состояние	Опасные свойства согласно ст. 342 ЭК РК и Классификатору отходов	Перечень и наименование исходных материалов, из которых образовались отходы	Наименование технологического процесса или процесса, в котором образовались отходы
20	Коммунальные отходы	20 03 01	Смешанные коммунальные отходы	твердое	не обладает опасными свойства	Упаковка или ее остатки, тара (бумажная, текстильная, пластиковая, металлическая, стеклянная), офисная бумага, одноразовая посуда с остатками пищи, средства гигиены, аэрозольные баллончики из-под бытовой химии, мелкие электробытовые приборы, текстиль, матрасы, швартовые канаты, офисная мебель с комбинированными материалами, керамические изделия (непригодные унитазы, раковины и т.д.), смет с территории, скошенная трава, лампы накаливания, светодиодные лампы, УФ лампы, кварцевые лампы, не содержащие ртуть, и другой бытовой мусор.	Жизнедеятельность персонала.
21	Отходы бумаги и картона	20 01 01	Бумага и картон	твердое	не обладает опасными свойства	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.
22	Отходы пластика	20 01 39	Пластмассы	твердое	не обладает опасными свойства	Пластиковая тара от технологического оборудования, упаковочная пластиковая тара (бочки, поддоны и другие изделия), пластиковые бутылки из-под воды, одноразовая пластиковая посуда, пластиковые изделия и тара после очистки, пластиковые трубы и их	Использование транспортировочной пластиковой упаковочной тары и технологического оборудования, использование одноразовой посуды и бутылок из-под воды.

№ п.п.	Наименование отходов	Код по новому Классификатору	Расшифровка кода	Характеристика отходов			
				Агрегатное состояние	Опасные свойства согласно ст. 342 ЭК РК и Классификатору отходов	Перечень и наименование исходных материалов, из которых образовались отходы	Наименование технологического процесса или процесса, в котором образовались отходы
						обрезки, пластиковые протекторы	
23	Отходы бетона	17 01 01	Бетон	твердое	не обладает опасными свойства	Цемент, щебень, песок, гравий, керамзит, обломки бетонных изделий.	Строительные, ремонтно-профилактические и демонтажные работы.
24	Отработанные фильтры установки водоочистки и водоподготовки	19 09 99	Отходы, не указанные иначе	твердое	не обладает опасными свойства	Кварцевый песок, активированный уголь, мембранные и патронные фильтры, фильтры водоподготовки и опреснительной установки, фильтр для осушки азота.	Эксплуатация установок водоподготовки, водоочистки, опреснительной установки и других вспомогательных систем, осушка азота.
Зеркальные отходы							
25	Медицинские отходы	18 01 03*	Отходы, сбор и размещение которых подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения	твердое	HP9 инфекционные свойства	Медицинские одноразовые инструменты, перевязочный материал, перчатки, просроченные медикаменты	Функционирование медпунктов на объектах
26	Остатки 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.	Строительные и ремонтные работы, покраска различных поверхностей, истечение срока годности лакокрасочных материалов
27	Осадок хоз-бытовых сточных вод	19 08 13*	Шламы, содержащие опасные вещества, других видов обработки промышленных сточных вод	отстой	HP14 экотоксичность	Хозяйственно-бытовые сточные воды, технические воды.	Эксплуатация установок водоподготовки и водоочистки, очистные сооружения хозяйственно-бытовых сточных вод.
28	Отработанные фильтры системы обогрева	15 02 03	Абсорбенты, фильтровальные материалы, ткани для	неразобранное оборудование и устройства	не обладает опасными свойства	Фильтры системы обогрева, вентиляции и кондиционирования воздуха.	Очистка воздуха от пыли, газов и других примесей.

№ п.п.	Наименование отходов	Код по новому Классификатору	Расшифровка кода	Характеристика отходов			
				Агрегатное состояние	Опасные свойства согласно ст. 342 ЭК РК и Классификатору отходов	Перечень и наименование исходных материалов, из которых образовались отходы	Наименование технологического процесса или процесса, в котором образовались отходы
	вентиляции и кондиционирования воздуха		вытирания, защитная одежда, за исключением упомянутых в 15 02 02				
29	Изношенные средства защиты и спецодежда	15 02 03	Абсорбенты, фильтровальные материалы, ткани для вытирания, защитная одежда, за исключением упомянутых в 15 02 02	твердое	не обладает опасными свойства	Средства защиты (каска, очки, маски, обувь, перчатки, респираторы, фильтр-маски, фартуки, СИЗ для химической защиты), спецодежда.	Проведение производственных работ. Процесс замены спецодежды персоналом.
30	Отходы абразива	12 01 15	Шламы от механической обработки, за исключением упомянутых в 12 01 14	твердое	не обладает опасными свойства	Абразивный материал, порошок абразивный.	Пескоструйная обработка деталей. Зачистка труб и различных металлических поверхностей перед покрасочными работами.
31	Портативное оборудование и оргтехника	20 01 36	Списанное электрическое и электронное оборудование, за исключением упомянутого в 20 01 21 и 20 01 35	неразобранное оборудование и устройства	не обладает опасными свойства	Офисная оргтехника, картриджи, сенсоры, персональные датчики, индивидуальные и портативные газоанализаторы, кондиционеры и холодильники с остатками фреона, портативное, бытовое и иное электронное оборудование.	Эксплуатация офисной техники, картриджей, сенсоров, персональных датчиков, индивидуальных и портативных газоанализаторов, портативного оборудования. Ремонтно-профилактические работы. Выход из строя, истечение срока эксплуатации.
32	Древесные отходы	20 01 38	Дерево, за исключением упомянутого в 20 01 37	твердое	не обладает опасными свойства	Древесная упаковка, деревянная тара (ящики, катушки, паллеты), поддоны, трубные распорки, древесина, опилки, куски не загрязненной древесины и т.п.	Строительно-монтажные, демонтажные, ремонтные и эксплуатационные работы, доставка, распаковка оборудования и материалов, обработка древесины.

№ п.п.	Наименование отходов	Код по новому Классификатору	Расшифровка кода	Характеристика отходов			
				Агрегатное состояние	Опасные свойства согласно ст. 342 ЭК РК и Классификатору отходов	Перечень и наименование исходных материалов, из которых образовались отходы	Наименование технологического процесса или процесса, в котором образовались отходы
33	Строительные отходы	17 09 04	Смешанные отходы строительства и сноса, за исключением упомянутых в	твердое	не обладает опасными свойства	Различные строительные материалы, в том числе остатки асфальта, бетона и железобетонных, деревянных конструкций, пластиковой и деревянной упаковки, бой стекла и кирпича, печной футеровки, обрезки изоляционных материалов и электрических кабелей, некондиционное оборудование, обрезки шлангов, подложки и прокладки под оборудование, отработанный абразив, монтажная пена, изоляционные материалы, электрический кабель, вынутый грунт, частично загрязненный стройматериалами (исключая ГСМ или химреагенты), огарыши сварочных электродов.	Строительные и ремонтные (в том числе планово-предупредительный ремонт).

4.9.2. Ориентировочный объемов образования отходов

В основу расчёта образования отходов были положены удельные показатели образования отходов, полученные на основе многолетнего анализа фактических и прогнозных данных.

Расчёт ориентировочного объёма отходов производства и потребления произведен в соответствии с действующим нормативным документом «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан № 100 от 18 апреля 2008 года.

Укрупненная степень детализации является достаточной для данной стадии проектирования с точки зрения оценки потенциально возможного воздействия на окружающую среду при реализации намечаемой деятельности.

При этом, количественные и качественные параметры потенциального загрязнения, полученные в результате предварительной оценки, являются ориентировочными и не подлежат утверждению в качестве лимитов накопления.

В таблице 4.9.2 представлен ориентировочный объём отходов, образуемых в процессе разработки месторождения Каламкас-море, включая Морской и Наземный комплексы.

Таблица 4.9.2 Ориентировочный объём отходов, образуемых в процессе разработки месторождения Каламкас-море, включая Морской и Наземный комплексы

№ п.п.	Наименование отходов	Лимит накопления, тонн/период		
		1 вариант	2 вариант	3 вариант
	Всего	**53191,1285**	**53521,004**	**52584,877**
	в том числе отходов производства	***53147,194***	***53477,070***	***52540,943***
	отходов потребления	***43,934***	***43,934***	***43,934***
Опасные отходы				
1	Отработанные аккумуляторы	0,277	0,277	0,277
2	Нефтесодержащие отходы	2474,005	2474,005	2474,005
3	Промасленные отходы	1,021	1,021	1,021
4	Остатки химреагентов (жидкие)	516,777	516,777	516,777
5	Остатки химреагентов (твердые)	172,250	172,250	172,250
6	Отработанные технические масла	446,990	446,990	446,990
7	Ртутьсодержащие отходы	4,637	4,637	4,637
8	Нефтешлам	775,329	775,329	775,329
9	Отработанные источники питания	15,087	15,087	15,087
10	Непригодные сигнальные средства	6,000	6,000	6,000
11	Буровой шлам на водной основе	1171,366	1171,366	976,139
12	Буровой шлам на нефтяной основе	12513,145	12697,552	10535,192
13	Отработанный буровой раствор на водной основе	2859,560	2859,560	2383,000
14	Отработанный буровой раствор на нефтяной основе	13441,100	13587,468	11286,523
15	Минеральный осадок	550,000	550,000	550,000
16	Отработанные газовые баллоны	13,096	13,096	13,096
	Итого опасных отходов:	**34961,539**	**35291,415**	**30156,289**
Не опасные отходы				
17	Металлолом	609,554	609,554	609,554
18	Пищевые отходы	24,933	24,933	24,933
19	Отходы РТИ	41,462	41,462	41,462
20	Коммунальные отходы	18,975	18,975	18,975
21	Отходы бумаги и картона	353,465	353,465	353,465
22	Отходы пластика	240,943	240,943	240,943
23	Отходы бетона	252,794	252,794	252,794

№ п.п.	Наименование отходов	Лимит накопления, тонн/период		
		1 вариант	2 вариант	3 вариант
24	Отработанные фильтры установки водоочистки и водоподготовки	76,686	76,686	76,686
	Итого не опасных отходов:	**1618,812**	**1618,812**	**1618,812**
Зеркальные (опасные)				
25	Медицинские отходы	0,025	0,025	0,025
26	Остатки лакокрасочных материалов	29,043	29,043	29,043
27	Осадок хоз-бытовых сточных вод	5031,000	5031,000	9230,000
	Итого зеркальных (опасных) отходов:	**5060,068**	**5060,068**	**9259,068**
Зеркальные (не опасные)				
28	Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха	35,394	35,394	35,394
29	Изношенные средства защиты и спецодежда	1,607	1,607	1,607
30	Отходы абразива	170,480	170,480	170,480
31	Портативное оборудование и оргтехника	23,729	23,729	23,729
32	Древесные отходы	346,682	346,682	346,682
33	Строительные отходы	10972,818	10972,818	10972,818
	Итого зеркальных (не опасных) отходов:	**11550,708**	**11550,708**	**11550,708**
	Итого зеркальных отходов:	**16610,777**	**16610,777**	**20809,777**

4.9.3. Программа управления отходами

Для объектов месторождения Каламкас-море будет разработана Программа управления отходами (ПУО) или будут внесены дополнения в действующую ПУО с учетом объектов месторождения Каламкас-море в соответствии с требованиями экологического законодательства Республики Казахстан:

- экологического кодекса Республики Казахстан от 02.01.2021 г. №400-VI;
- санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления, утв. Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020;
- межгосударственного стандарта ГОСТ 30775-2001 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов. Основные положения».

Разработка месторождения Каламкас-море неизбежно приведет к образованию отходов производства и потребления. В связи с чем, согласно экологическим требованиям при обращении с отходами производства и потребления, будет выполняться следующее:

- будут приниматься надлежащие меры, обеспечивающие охрану окружающей среды и сбережение природных ресурсов;
- будут соблюдаться действующие экологические, санитарно-гигиенические и технологические нормы и правила;
- будут обеспечиваться условия, при которых отходы не оказывают вредного воздействия на состояние окружающей среды и здоровье персонала при их временном накоплении на промышленной площадке.

Субъекты предпринимательства, являющиеся образователями отходов, несут ответственность за обеспечения надлежащего управления такими отходами с момента их образования до момента передачи в соответствии с пунктом 3 статьи 339 настоящего Кодекса во владение лица, осуществляющего операции по восстановлению или удалению отходов на основании лицензии (ст. 331 ЭК РК).

В лицензии для целей осуществления видов деятельности, предусмотренных п. 1 ст. 336, указываются:

1) тип и количество опасных отходов, в отношении которых лицо может осуществлять соответствующие операции;
2) виды операций с опасными отходами;
3) технические и иные требования к площадке для каждого вида операций;
4) метод, подлежащий применению для каждого вида операций.

Субъекты предпринимательства, планирующие или осуществляющие предпринимательскую деятельность по сбору, сортировке и (или) транспортировке отходов, восстановлению и (или) уничтожению неопасных отходов, обязаны подать уведомление о начале или прекращении деятельности в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в порядке, установленном Законом РК «О разрешениях и уведомлениях» (ст. 337 п. 1 ЭК РК).

В соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан от 02.01.2021 г. №400-VI (п. 2 ст. 319) под управлением отходами понимаются операции, осуществляемые в отношении отходов с момента их образования до окончательного удаления.

К операциям по управлению отходами относятся:

- накопление отходов на месте их образования;
- сбор отходов;
- транспортировка отходов;
- восстановление отходов;
- удаление отходов;
- вспомогательные операции;
- проведение наблюдений за операциями по сбору, транспортировке, восстановлению и (или) удалению отходов;
- деятельность по обслуживанию ликвидированных (закрытых, выведенных из эксплуатации) объектов удаления отходов.

Ниже даны предложения по разработке системы управления отходами, которые будут образовываться в процессе реализации проекта.

Накопление отходов на месте их образования

На месте образования все отходы будут собираться с учетом их агрегатного состояния и степени опасности в отдельные контейнеры. Накопление отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

Все контейнеры для сбора будут маркироваться специальными табличками с указанием статуса опасности отходов (опасный/неопасный/зеркальный), названием отхода на английском, казахском и русском языках.

Сбор отходов

Сбор отходов осуществляется на специальных площадках, оборудованных в соответствии с требованиями Экологического кодекса и Санитарно-эпидемиологических требований к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления, утв. Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020.

Такие площадки считаются местами временного накопления отходов, на которые устанавливаются лимиты.

Под сбором отходов понимается деятельность по организованному приему отходов от физических и юридических лиц специализированными организациями в целях дальнейшего направления таких отходов на восстановление или удаление.

Операции по сбору отходов могут включать в себя вспомогательные операции по сортировке и накоплению отходов в процессе их сбора.

Лица, осуществляющие операции по сбору отходов, обязаны обеспечить раздельный сбор отходов в соответствии с требованиями настоящего Кодекса.

Под раздельным сбором отходов понимается сбор отходов раздельно по видам или группам в целях упрощения дальнейшего специализированного управления ими.

Требования к раздельному сбору отходов, в том числе к видам или группам (совокупности видов) отходов, подлежащих обязательному раздельному сбору, определяются уполномоченным органом в области ООС в соответствии с требованиями настоящего Кодекса и с учетом технической, экономической и экологической целесообразности.

Раздельный сбор осуществляется по следующим фракциям:

1) «сухая» (бумага, картон, металл, пластик и стекло);
2) «мокрая» (пищевые отходы, органика и иное).

Запрещается смешивание отходов, подвергнутых раздельному сбору, на всех дальнейших этапах управления отходами.

В соответствии с п. 5 ст. 41 Экологического кодекса РК от 02.02.2021 г. № 400-VI, лимиты накопления отходов обосновываются операторами объектов I и II категорий в программе управления отходами при получении экологического разрешения. Лимиты накопления отходов устанавливаются для каждого конкретного места накопления отходов, входящего в состав объектов I и II категорий, в виде предельного количества (массы) отходов по их видам, разрешенных для складирования в соответствующем месте накопления, в пределах срока, установленного в соответствии с настоящим Кодексом (п. 2 ст. 41).

Под накоплением отходов понимается временное складирование отходов в специально установленных местах в течение сроков, указанных в п. 2 ст. 320, осуществляемое в процессе образования отходов или дальнейшего управления ими до момента их окончательного восстановления или удаления (п.1 ст. 320 ЭК РК).

В соответствии со п. 2 ст. 320 ЭК РК, 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.

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения) (п. 3 ст. 320 ЭК РК).

Транспортировка отходов

Транспортировка отходов осуществляется в специально оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке. Вывоз всех отходов будет производиться транспортными компаниями по договорам. Спецавтотранспорт, привлеченный для транспортировки отходов, должен соответствовать требованиям «Санитарно-эпидемиологических требований к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утв. Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020.

Восстановление отходов

Все отходы, образованные в процессе реализации проекта, будут передаваться для восстановления сторонним организациям на договорной основе.

Удаление отходов

Компания не имеет собственных полигонов. По мере накопления все отходы будут передаваться на договорной основе подрядным специализированным организациям, чья деятельность связана с переработкой/утилизацией/захоронением отходов.

Вспомогательные операции

К вспомогательным операциям относятся сортировка и обработка отходов.

Компания не планирует проведение вспомогательных операций с отходами на собственных объектах.

Проведение наблюдений за операциями по сбору, транспортировке, восстановлению и (или) удалению отходов

Все отходы производства и потребления образованные в процессе реализации проекта будут собираться на специальных площадках, с учетом их агрегатного состояния и степени опасности в отдельные контейнеры, что позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду. По мере накопления все отходы будут передаваться сторонней организации на договорной основе.

Деятельность по обслуживанию ликвидированных (закрытых, выведенных из эксплуатации) объектов удаления отходов

Компания не имеет собственных полигонов.

4.10. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

В разделах 4.2-4.8 рассмотрено возможное воздействие на компоненты окружающей среды при разработке месторождения Каламкас-море. Основной целью реализации намечаемой деятельности является извлечение нефти из недр с применением для конкретных условий

технологий и техники добычи с соблюдением требований рационального недропользования.

В настоящем разделе приведены сводные данные возможного воздействия на компоненты окружающей среды (см. табл. 4.10.1).

Анализируя данные разделов 4.2-4.8 с учетом обязательного применения современных технологий при проведении планируемых работ, строгом соблюдении природоохранных мероприятий, ожидаемые воздействия не будут выходить за пределы *низкого* уровня негативных последствий, за исключением воздействия эксплуатации месторождения на атмосферный воздух. Что, в целом, свидетельствует о допустимости намечаемой деятельности.

Воздействие на компоненты окружающей среды не изменяется в зависимости от трех вариантов реализации проектируемых работ, будет одинаковым для всех вариантов.

Говоря об интенсивности воздействия на компоненты окружающей среды от отдельных операций можно сделать вывод, что воздействие на все рассматриваемые компоненты окружающей среды будет незначительным.

Таким образом, анализ покомпонентного интегрального воздействия на окружающую среду позволяет сделать вывод о том, что планируемые работы не окажут значимого негативного воздействия на окружающую среду.

Таблица 4.10.1 Оценка возможного воздействия разработки месторождения на компоненты окружающей среды

Тип воздействия	Пространственный масштаб (балл)	Временной масштаб (балл)	Интенсивность воздействия (балл)	Категория значимости воздействия (балл)
Атмосферный воздух				
Воздействие на атмосферный воздух от морских объектов	Местный (3)	Многолетний (4)	Сильная (4)	***Высокая (48)***
Воздействие на атмосферный воздух от наземных объектов	Местный (3)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	***Высокая (36)***
Морские воды				
Воздействие на морскую воду при эксплуатации МЛСП	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	***Низкая (4)***
Недра. Геологическая среда				
Бурение скважин	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Слабая (2)	***Низкая (2)***
Отбор пластового флюида	Локальный (1)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	***Средняя (12)***
Донные отложения				
Бурение скважин	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	***Низкая (1)***
Эксплуатация трубопроводов	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	***Низкая (4)***
Физическое присутствие МЛСП	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	***Низкая (4)***
Транспортно-логистическое обеспечение	Локальный (1)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	***Низкая (3)***
Подземные воды				
Изменение уровня и гидрохимического состава подземных вод	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	***Низкая (8)***
Водная растительность				
Бурение скважин	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	***Низкая (1)***

Тип воздействия	Пространственный масштаб (балл)	Временной масштаб (балл)	Интенсивность воздействия (балл)	Категория значимости воздействия (балл)
Физическое присутствие объектов. Профилактические и ремонтные работы	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	***Низкая (4)***
Фитозоопланктон				
Гибель планктонных организмов при заборе воды для технических нужд и охлаждения двигателей судов	Локальный (1)	Многолетний (4)	Слабая (2)	***Низкая (8)***
Проходка скважин. Кратковременное взмучивание донных осадков и ухудшение фотосинтеза при забивке направлений для бурения скважин или винты обслуживающих судов	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	***Низкая (1)***
Макрозообентос				
Проходка скважин. Кратковременное взмучивание донных осадков и ухудшение фотосинтеза при забивке направлений для бурения скважин	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	***Низкая (1)***
Ихтиофауна				
Физические факторы (шум, свет, вибрации)	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	***Низкая (4)***
Орнитофауна				
Фактор физического присутствия, повышенный шум, вибрация, освещение в ночное время	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	***Низкая (4)***
Тюлени				
Избегание участков с повышенными уровнями шума, нарушения слуха вблизи источников шума	Локальный (1)	Многолетний (4)	Слабая (2)	***Низкая (8)***
Отчуждение площади щенных лежек	Локальный (1)	Многолетний (4)	Слабая (2)	***Низкая (8)***
Беспокойство тюленей из-за движения транспорта в безледные периоды года	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	***Низкая (4)***
Почвенный и растительный покров суши				
Воздействие объектов УПН-БТК Дорожная дигрессия, химическое загрязнение	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	***Низкая (4)***
Система трубопроводов Ремонтно-профилактические работы	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Слабая (2)	***Низкая (2)***
Животный мир суши				
Физическое присутствие объектов	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	***Низкая (4)***
Тепловое воздействие	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	***Низкая (4)***

РАЗДЕЛ 5. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ НАСЕЛЕНИЯ

5.1. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

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.

Основные компоненты социально-экономической среды, которые будут подвергаться тем или иным как положительным, так и отрицательным воздействиям при разработке месторождения Каламкас-море, представлены в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1 Компоненты социально-экономической среды, подвергающиеся воздействию при разработке месторождения Каламкас-море

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Здоровье населения	Экономический рост и развитие территории
Трудовая занятость	Промышленное рыболовство
Доходы и уровень жизни населения	Инвестиционная деятельность
Особо охраняемые природные территории	Сельское хозяйство и землепользование
Памятники истории и культуры	
Образование и научно - техническая сфера	

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 5.1.2.

Таблица 5.1.2 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 5.1.3.

Таблица 5.1.3 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 5.1.4.

Таблица 5.1.4 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

Градация интенсивности воздействий	Критерий	Балл
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 5.1.5.

Таблица 5.1.5 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

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.

5.2. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОЦИАЛЬНУЮ СРЕДУ

Здоровье

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: демографическая ситуация, состояние здравоохранения, уровень заболеваемости населения, санитарно-эпидемиологическая и эпидемиологическая обстановка в области.

Предполагается прямое и косвенное воздействие на здоровье населения. К прямому слабому положительному воздействию следует отнести некоторое повышение качества жизни персонала, занятого как непосредственно при разработке месторождения, так и косвенно. Создание новых рабочих мест и увеличение личных доходов персонала будут сопровождаться мерами по повышению благосостояния и улучшению условий проживания

населения в районе воздействия планируемых работ. 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, соответственно улучшится состояние здоровья людей.

Косвенным слабым положительным воздействием является возможность покупать дорогие эффективные лекарства, получать необходимую платную медицинскую помощь как на местном, так и на региональном, республиканском уровнях.

Предполагается, что на здоровье населения и персонала будет оказано среднее положительное воздействие, которое будет характеризоваться следующими величинами категорий: пространственный масштаб – *локальный (2 балла)*, временной – *постоянный (5)*, интенсивность воздействия – *слабая (2 балла)*. Интегральная оценка *(9 баллов)*.

Потенциальными источниками отрицательного воздействия на здоровье населения при разработке месторождения Каламкас-море могут быть:

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;
- физические факторы (электромагнитное излучение, шум, вибрация);
- образование, транспортировка, утилизация отходов производства и потребления.

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу

Ближайшие населенные пункты располагаются вне зоны влияния выбросов, образующихся при эксплуатации проектируемых объектов. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, как показывают расчеты, не будут достигать ПДКм.р на территории жилой зоны и не будут воздействовать на здоровье населения.

Физические факторы

Потенциальным источником электромагнитного излучения может служить: силовые установки, трансформаторные подстанции, распределительные устройства и т.д. Источники электромагнитного излучения должны 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.

В случае, когда в служебных помещениях или на рабочих местах уровень шума будет заведомо выше нормативного, для снижения уровня шума предусмотрены конструктивные решения по звукоизоляции этих помещений, а персоналу будут выдаваться звукопоглощающие наушники. Поскольку площадные объекты будут расположены на расстоянии нескольких десятков километров от ближайших населенных пунктов, то воздействие шума не будет превышать нормативных уровней для населенных мест.

Основными источниками вибрации при реализации планируемых работ являются дизельные установки, газовые турбины, насосы и другое оборудование, автотранспорт. Предусматривается использование оборудования, обеспечивающего уровень вибрации в пределах нормативных требований. В связи с удаленным расположением проектируемых объектов от поселков, население не будет подвергаться прямому и косвенному воздействию вибрации при эксплуатации объектов.

Отходы производства и потребления

Все отходы будут собираться и транспортироваться для передачи специализированным организациям для дальнейшего обращения.

Выполнение природоохранных требований, касающихся сбора, транспортировки, утилизации отходов при реализации проектных решений позволит свести к минимуму негативное воздействие этих факторов на здоровье населения.

С учетом всех перечисленных выше факторов, связанных с выбросами загрязняющих веществ в атмосферу, физическими факторами, отходами производства, воздействие на здоровье оценивается следующими показателями: *пространственный масштаб – точечный (-1), временной – продолжительный (-4 баллов), интенсивность воздействия – слабая (-2). Интегральная оценка (-7 баллов) – среднее отрицательное.*

Интегральное воздействие на здоровье население и персонала оценивается как *положительное низкого уровня (2 балла).*

Трудовая занятость

Разработка месторождения будет сопровождаться повышением личных доходов граждан, занятых в планируемых работах, а также улучшением социально-бытовых условий, персонала и активизацией сферы обслуживания.

В решении проблем с безработицей большое значение имеет создание новых рабочих мест непосредственно на рассматриваемых объектах, а также сохранение существующих рабочих мест, за счет обеспечения заказами местных предприятий, участвующих в реализации проекта.

Ожидается, что в сфере трудовой занятости уровень положительного воздействия при реализации проекта будет: *региональный (4 балла), продолжительный (4 балла), умеренный (3 балла). Интегральная оценка (11 баллов).*

На трудовую занятость реализация проектных решений отрицательного воздействия не окажет. В целом интегральная оценка воздействия на трудовую занятость составит – *(11 баллов)* и оценивается как *положительное высокого уровня*.

Доходы и уровень жизни населения

Реализация намечаемой деятельности окажет положительное воздействие на доходы и уровень жизни населения на территории планируемых работ, вследствие повышения занятости отдельной части граждан.

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.

На доходы и уровень жизни населения воздействие от планируемых работ будет следующим: *пространственный масштаб – региональный (4 балла), временной – продолжительный (4 балла), интенсивность воздействия – умеренный (3 балла). Интегральная оценка (11 баллов).*

На доходы и уровень жизни населения *отрицательного воздействия не ожидается*. В целом интегральная оценка воздействия на доходы и уровень жизни населения оценивается как *положительное высокого уровня (11 баллов).*

Особо охраняемые природные территории

Морские объекты месторождения расположены в специальной заповедной зоне Северного Каспия, организованной в соответствии с постановлением Совета Министров Казахской ССР от 30 апреля 1974 года № 252.

В настоящее время статус «Государственной заповедной зоны в северной части Каспийского моря» определяется Законом Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года № 175-III.

В соответствии с данными документами, а также с положениями главы 19 Экологического кодекса РК, хозяйственная деятельность регламентируется с учетом ограничений, направленных на охрану и сохранение природных ресурсов региона. Намечаемая деятельность планируется в строгом соответствии с существующими законодательными и другими нормативными документами.

Площадь планируемых работ затрагивает только Северную часть акватории и побережья Каспийского моря. Из существующих ООПТ в пределы района работ попадает только государственная заповедная зона Северной части Каспийского моря. Территория наземных объектов (трубопроводов и наземных установок) находится вне зон с особым природоохранным статусом.

Заповедная зона в северной части Каспийского моря введена в целях сохранения рыбных запасов и обеспечения оптимальных условий обитания и естественного воспроизводства осетровых и других ценных видов рыб. В государственной заповедной зоне в северной части Каспийского моря обеспечиваются возможности для развития рыбного хозяйства, водного транспорта, государственного геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья с учетом специальных экологических требований, установленных главой 19 Экологического кодекса Республики Казахстан, и ст. 73 ЗРК «Об особо охраняемых природных территориях» РК от 7 июля 2006 года №175-II. Согласно ст.154 Кодекса «О недрах и недропользования» «Недропользователи, проводящие разведку и (или) добычу углеводородов на море, обязаны руководствоваться наилучшей практикой по охране окружающей среды на море, не препятствовать и не наносить вреда морскому судоходству, рыбной ловле и иной правомерной деятельности, обычно осуществляемой на конкретном участке моря».

При соблюдении всех специальных требований, предусмотренных законодательством РК, намечаемая деятельность на особо охраняемые территории окажет воздействие, которое будет характеризоваться следующими величинами: пространственный масштаб – *точечный (1 балл)*, временной – *продолжительный (4 баллов)*, интенсивность воздействия – *слабая (2 балла)*. Интегральная оценка *(7 баллов) – воздействие положительное среднее*.

Воздействия, связанные с загрязнением атмосферного воздуха, физическими факторами, потенциально возможные отрицательные воздействия. Будет оказываться следующие воздействия - *локальное (-2 балла), продолжительное (-4 балла) и умеренное (-3 балла)*. Интегральное воздействие оценивается как *среднее отрицательное (-9 баллов)*.

В целом, воздействие планируемых работ на ООПТ будет *отрицательным низкого уровня (-2 балла).*

Памятники истории и культуры

На участках проведения планируемых работ отсутствуют зарегистрированные исторические памятники. Воздействие на памятники истории и культуры будет полностью *исключено* при разработке месторождения Каламкас-море.

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.

В подготовке проектной документации по разработке месторождения Каламкас-море участвуют ТОО КМГ Инжиниринг, ТОО «SED», на последующих стадиях проектирования будет участвовать возможно большее количество казахстанских организаций

При реализации проекта, на образование и научно-техническую сферу воздействие будет следующим: в пространственном масштабе – *местным (3 балла),* во временном масштабе – *продолжительным (4 балла),* в масштабе интенсивности – *слабым (2).* Интегральная оценка – *среднее положительное воздействие (9 баллов).*

5.2.1. Оценка возможных воздействий на экономическую среду

Экономический рост и развитие территории

Положительным воздействием реализации проекта будет предоставление рабочих мест отдельным гражданам из местного населения на период разработки месторождения.

Максимальное использование местных товаров и услуг на международных нефтяных проектах, найма на работу местных подрядчиков, учреждение надежных и конкурентоспособных обслуживающих компаний на базе казахстанских организаций будет способствовать как развитию западноказахстанских регионов, так и всей республиканской экономики.

Возросшая деловая активность в сопутствующих производствах и в секторе обслуживания приведет к увеличению доходов и налогов, выплачиваемых в госбюджет, а также к развитию новых секторов экономики и, соответственно, к дополнительным налоговым поступлениям. Дополнительные доходы будут использоваться для развития социальной и транспортной инфраструктуры области, что приведет к длительному, устойчивому экономическому развитию региона.

При условии реализации проектных решений возможное воздействие на экономический рост и развитие будет *положительным высокого уровня (12 баллов),* при региональном *(4 балла)* пространственном масштабе воздействия, *продолжительном (4 балла)* временном масштабе и *значительной (4 балла)* интенсивности воздействия.

Промышленное рыболовство

Северный Каспий имеет большое значение для рыбной промышленности, являясь основным местом обитания и размножения ценных осетровых рыб. В настоящее время почти во всей казахстанской части Северного Каспия (включая акваторию месторождения Каламкас-море) промысел осетровых рыб запрещен в связи с необходимостью восстановления их численности.

Разработка месторождения не окажет никакого воздействия на промысловое рыболовство ввиду удаленности от зон лова рыбы.

При штатном режиме эксплуатации трубопровод не окажет никакого воздействия на рыболовство, поскольку он будет проложен под дном моря. Это позволяет исключить вероятность цепляния трубопровода рыболовными снастями или якорями. Таким образом воздействие на рыболовство будет практически отсутствовать.

В целом, в процессе эксплуатации морских объектов месторождения никакого воздействия на промышленное рыболовство оказано не будет.

Землепользование и сельское хозяйство

Изъятие и отвод земель осуществляется на основе положений Земельного кодекса Республики Казахстан и в соответствии с существующими нормативно-правовыми документами. В соответствии со ст.32 Земельного кодекса РК право на землепользование для осуществления своей деятельности предоставляется в виде права временного землепользования. За земельные участки, предоставленные государством в аренду, взимается плата за пользование земельными участками. Порядок исчисления и уплаты в доход бюджета платы за пользование земельными участками определяется в соответствии с налоговым законодательством Республики Казахстан.

С целью организации строительства берегового технологического комплекса (БТК) будет произведен земельный отвод из земель запаса Тупкараганского района на основании договора об аренде земельного участка. БТК включает площадки по подготовке нефти и газа, объекты теплоэнергоснабжения, вахтовый поселок, резервуарный парк; линии электропередач; водовод технической воды и др. сопутствующую инфраструктуру. Под БТК ожидается выделить около 1,5 км2 земельных участков.

В целом, на землепользование при эксплуатации БТК будет оказано воздействие в пространственном масштабе – *локальное (-2 балла)*; во временном – *продолжительное (-4 балла)*, по интенсивности – *слабое (-2 балла)*. Интегральная оценка – *среднее отрицательное воздействие (-8 баллов)*.

Возможными воздействиями при изъятии земельных ресурсов могут являться:

- нарушение сложившихся методов землепользования и ведения хозяйственной деятельности для проживающего населения;
- деградация земель от прокладки подъездных дорог, и другой сопутствующей инфраструктуры;
- временное нарушение эстетического характера ландшафта.

Наземные объекты, будут расположены в малопродуктивной категории земель запаса и не используются в сельскохозяйственном производстве. Временно изымаемые земли, после проведения рекультивации, в установленном порядке будут возвращены местным органам власти. Вся инфраструктура будет размещена в границах отвода земель. Воздействие не повлияет на изменения в повседневной жизни населения. Никакого воздействия на сельское хозяйство при эксплуатации наземных объектов не ожидается.

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.

Разработка месторождения Каламкас-море на инвестиционную деятельность окажет *положительное воздействие высокого уровня (11 баллов)*, так как пространственный масштаб воздействия будет *региональный (4 балла)*, временной *продолжительный (4 балла)*, а интенсивность – *умеренная (3 балла)*.

Результаты оценки возможных воздействий на социально-экономическую сферу для всех вариантов разработки месторождения Каламкас-море приведены в матрице и интегральной оценке воздействия (таблицы 5.2.1-5.2.2).

Таблица 5.2.1 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	
Положительное	Здоровье	Локальный (2)	Постоянный (5)	Слабая (2)	9
	Трудовая занятость	Региональный (4)	Продолжительный (4)	Умеренная (3)	11
	Доходы и уровень жизни населения	Региональный (4)	Продолжительный (4)	Умеренная (3)	11
	Образование и научно-техническая сфера	Местный (3)	Продолжительный (4)	Слабая (2)	9
	Особо охраняемые природные территории	Точечный (1)	Продолжительный (4)	Слабая (2)	7
	Экономический рост и развитие территории	Региональный (4)	Продолжительный (4)	Значительная (4)	12
	Землепользование	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Инвестиционная деятельность	Региональный (4)	Продолжительный (4)	Умеренная (3)	11
Отрицательное	Здоровье	Точечный (-1)	Продолжительный (-4)	Слабая (-2)	-7
	Трудовая занятость	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Доходы и уровень жизни населения	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Образование и научно-техническая сфера	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Особо охраняемые природные территории	Локальный (-2)	Продолжительный (-4)	Умеренная (-3)	-9
	Экономический рост и развитие территории	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Землепользование	Локальный (-2)	Продолжительный (-4)	Слабая (-2)	-8
	Инвестиционная деятельность	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0

Таблица 5.2.2 Интегральная оценка возможных воздействий на социально-экономическую сферу

Компонент среды	Воздействие, балл		Итоговый балл	Интегральное воздействие
	Положительное	Отрицательное		
Здоровье	9	-7	2	Положительное низкого уровня
Трудовая занятость	11	0	11	Положительное высокого уровня
Доходы и уровень жизни населения	11	0	11	Положительное высокого уровня
Образование и научно-техническая сфера	9	0	9	Положительное среднего уровня
Особо охраняемые природные территории	7	-9	-2	Отрицательное низкого уровня
Экономический рост и развитие территории	12	0	12	Положительное высокого уровня
Землепользование	0	-8	-8	Отрицательное среднего уровня
Инвестиционная деятельность	11	0	11	Положительное высокого уровня

Таким образом, при разработке месторождения Каламкас-море по всем вариантам с учетом запланированных мероприятий положительное воздействие высокого и среднего уровня будет оказано на большую часть компонентов социально-экономической среды (трудовую занятость, доходы и уровень жизни населения, образование и научно-техническую сферу, экономический рост и развитие территории, инвестиционная деятельность). На здоровье будет оказано положительное воздействие низкого уровня. Отрицательное воздействие низкого уровня будет оказано на особо охраняемые природные территории, отрицательное воздействие среднего уровня будет оказано на землепользование.

РАЗДЕЛ 6. ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ

В соответствии со стандартом СТ РК 1.56-2005 (60300-3-9:1995, MOD) «Управление рисками. Система управления надежностью. Анализ риска технологических систем», процесс проведения анализа риска включает следующие основные этапы:

- идентификация опасностей, основанная на анализе основных факторов их возникновения;
- оценка риска, являющегося результатом опасной ситуации;
- устранение или снижение степени риска.

Под опасностью здесь понимается все, что потенциально может принести ущерб, включая болезни или телесные повреждения, ущерб имуществу, продукции и окружающей среде.

Идентификация опасностей

Основные задачи этапа идентификации опасностей состоят в выявлении всех возможных нежелательных явлений, процессов и событий, способных привести к аварии в процессе разработки Западного поднятия месторождения Каламкас-море на МЛСП, БТК, НТН и морском и наземном трубопроводах.

Потенциальные причины аварий на объектах в результате которых могут произойти выбросы, подразделяются на следующие две категории:

- естественные причины;
- техногенные причины.

Естественные причины включают: землетрясения; оседания почвы; ледовую нагрузку (включая эрозию ледовой крошкой); экстремальные климатические условия.

Техногенными причинами могут быть:

- воздействие природной среды, вызывающей коррозию оборудования, сооружений и коммуникаций;
- воздействие технологических параметров (температуры, давления, вибрации, агрессивности паров и обращающихся в процессе легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, повышенных нагрузок на сооружения и механизмы и т.д.);
- разгерметизация оборудования, фланцевых соединений и трубопроводов с последующей утечкой;
- нарушение персоналом правил эксплуатации оборудования, несоблюдение которых чревато возникновением внештатных ситуаций;
- несоблюдение графиков планово-предупредительного ремонта;
- внезапное прекращение подачи электроэнергии и другие факторы.

6.1. ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОТКЛОНЕНИЙ, АВАРИЙ И ИНЦИДЕНТОВ

6.1.1. Вероятность аварийных ситуаций на море

Наиболее подробные и полные данные по аварийности объектов нефтедобычи на море накоплены по двум основным регионам: по Северному морю и Мексиканскому заливу. В документе «Accident statistics for fixed offshore units on the UK Continental Shelf 1980-2005» объединены данные 3-х международных баз данных по аварийности морских добывающих объектов:

- ORION (бывшая Sun Safety System) – база данных подразделения охраны ОС и здоровья Великобритании;
- база выбросов из морских скважин (SINTEFF, Норвегия);
- всемирный банк данных аварийных ситуаций на море (WOAD), DNV, Норвегия.

В таблице 6.1.1 показаны вероятности возникновения различных аварийных ситуаций на морских объектах за 2 периода: 1990-2005 и 1980-2005 гг., полученные путем обобщения результатов из указанных баз данных.

Таблица 6.1.1 Частота возникновения аварийных ситуаций (по данным «Accident statistics for fixed offshore units on the UK Continental Shelf 1980-2005»)

Аварийная ситуация	Частота возникновения,1/год	
	1990-2005	1980-2005
Выбросы из скважины	$1,2 \times 10^{-3}$	$2,2 \times 10^{-3}$
Взрыв	0,012 случаев/корабль/км	0,017 случаев/корабль/км
Пожар	0,212	0,211
Эксплуатация вертолетов (частота аварий)	$1,8 \times 10^{-3}$	$2,9 \times 10^{-3}$
Падение объектов с высоты	0,510 работ	0,489 работ
Аварии с кранами	0,372 работ	0,375 работ
Проливы	0,919	0,741

Большая часть аварий на морских платформах связана с ремонтными работами при бурении и эксплуатации установок, а значительная часть всех аварий происходит из-за несоблюдения технологического регламента.

Наиболее экологически значимыми для окружающей среды являются разливы нефти и нефтепродуктов на море.

Возможными источниками этих разливов являются:

- МЛСП при авариях на скважинах, а также утечках нефти и нефтепродуктов в море;
- морские подводные трубопроводы при нарушениях герметичности;
- утечка топлива с судов проекта;
- столкновение судов проекта с другими плавсредствами.

На МЛСП могут иметь место два сценария аварий с серьезными последствиями: выброс из скважины и возгорание выбрасываемого флюида. На морском трубопроводе мультифазной продукции наибольшую опасность представляет разрыв трубоповода и связанные с этим опасности разлива нефти и попутной воды, а также попадание в атмосферу токсичных газов.

Выброс из скважины

Чрезвычайная ситуация на морском шельфе при эксплуатации МЛСП, под воздействием которой может оказаться большая территория, является выброс (ГНВП или открытый фонтан) из скважины. Частоту выбросов из скважин на этапе эксплуатации можно оценить на основании данных Международной ассоциации производителей нефти и газа (англ. International Association of Oil&Gas Producers, OGP) (таблица 6.1.2). Частоты выбросов из скважин различаются в зависимости от типа скважин и производимых на них операций. Наиболее вероятны выбросы и утечки на этапе бурения скважин.

Таблица 6.1.2 Вероятность выбросов и утечек из скважин на этапе эксплуатации (по данным International Association of Oil&Gas Producers, OGP) *

Операция	Вид аварии	Частота аварий, случаев на скважину в год		
		средняя	газ	нефть
Бурение скважин на этапе эксплуатации	Выброс	$6,0*10^{-5}$	$7,0*10^{-5}$	$4,8*10^{-6}$
	Утечка	$4,9*10^{-4}$	$5,7*10^{-4}$	$3,9*10^{-4}$
Заканчивание скважины	Выброс	$9,7*10^{-5}$	$1,4*10^{-4}$	$5,4*10^{-5}$
	Утечка	$3,9*10^{-4}$	$5,8*10^{-4}$	$2,2*10^{-4}$
Спуско-подъемные операции	Выброс	$6,5*10^{-6}$	$9,4*10^{-6}$	$3,6*10^{-6}$
	Утечка	$1,1*10^{-5}$	$1,6*10^{-5}$	$6,1*10^{-6}$
Колтюбинговые операции	Выброс	$1,4*10^{-4}$	$2,0*10^{-4}$	$7,8*10^{-5}$
	Утечка	$2,3*10^{-4}$	$3,4*10^{-4}$	$1,3*10^{-4}$
Спуск инструмента в скажину под давлением	Выброс	$3,4*10^{-4}$	$4,9*10^{-4}$	$1,9*10^{-4}$
	Утечка	$1,8*10^{-4}$	$2,6*10^{-4}$	$1,0*10^{-4}$
Капитальный ремонт скважин (КРС)	Выброс	$1,8*10^{-4}$	$2,6*10^{-4}$	$1,0*10^{-4}$
	Утечка	$5,8*10^{-4}$	$8,3*10^{-4}$	$3,2*10^{-4}$
Эксплуатация скважин	Выброс	$9,7*10^{-6}$	$1,8*10^{-5}$	$2,6*10^{-6}$
	Утечка	$1,1*10^{-5}$	$2,0*10^{-5}$	$2,9*10^{-6}$
Эксплуатация скважин с учетом внешних воздействий	Выброс	$3,9*10^{-5}$	$3,9*10^{-5}$	$3,9*10^{-5}$
	Утечка	-	-	-

Примечания: ** приведенные в таблице значения частот соответствуют стандартам Северного моря.*

При разработке Западного поднятия месторождения Каламкас-море на МЛСП планируется бурение добывающих и нагнетательных (газонагнетательных и водонагнетательных) скважин по схемам, определенным проектом разработки месторождения. Проектная глубина для всех скважин не превышает 2100±250м (по вертикали). По своей конструкции скважины разделены на несколько основных типов – скважины на верхние объекты, скважины на нижние объекты, газонагнетательные скважины, водонагнетательные скважины. По типу траекторий скважины разделены на следующие типы – скважины с малым отходом, скважины со средним отход, скважины с большим отходом от вертикали. Скважины имеют S-образный профиль и горизонтальный профиль. Часть скважин имеют двух и трех ствольное строение. Все скважины имеют следующие секции:

1. Вертикальная секция.
2. Секция набора кривизны с прямолинейным участком (в некоторых скважинах возможно повторение секции).
3. Выход на точку входа в пласт Т1.
4. Горизонтальный участок до финального забоя Т2.

Двухствольные и трехствольные скважины также имеют точку срезки на боковой ствол.

Эксплуатационная колонна размером – ∅244,5-273,0мм. НКТ – 5 ½″.

Расчеты профилей скважин всех типов производились на программном обеспечении «Landmark Compass».

Количественная оценка риска аварий, выполненная для эксплуатации, позволила определить вероятности утечек и выбросов через отверстия в обвязке добывающих скважин и манифольде, которые представлены в таблице 6.1.3.

Таблица 6.1.3 Вероятность выбросов и утечек из скважин при разработки Западного поднятия месторождения Каламкас-море по результатам количественного анализа рисков

Наименование секции	Размеры отверстия					Всего
	2 мм	7 мм	22 мм	70 мм	150 мм	
Скв. добывающая одноствольная	$1,09*10^{-3}$	$6,14*10^{-4}$	$5,92*10^{-4}$	$2,52*10^{-5}$	$8,33*10^{-5}$	$2,40*10^{-3}$
Скв. добывающая двуствольная	$1,09*10^{-3}$	$6,14*10^{-4}$	$5,92*10^{-4}$	$2,52*10^{-5}$	$8,33*10^{-5}$	$2,40*10^{-3}$
Скв. добывающая трехствольная	$1,09*10^{-3}$	$6,14*10^{-4}$	$5,92*10^{-4}$	$2,52*10^{-5}$	$8,33*10^{-5}$	$2,40*10^{-3}$
Скв. газонагнетательная	$1,09*10^{-3}$	$6,14*10^{-4}$	$5,92*10^{-4}$	$2,52*10^{-5}$	$8,33*10^{-5}$	$2,40*10^{-3}$
Манифольд (ж.ф.)	$2,11*10^{-2}$	$6,07*10^{-3}$	$7,70*10^{-3}$	$6,66*10^{-4}$	$1,70*10^{-4}$	$3,57*10^{-2}$
Манифольд (г.ф)	$2,11*10^{-2}$	$6,07*10^{-3}$	$7,70*10^{-3}$	$6,66*10^{-4}$	$1,70*10^{-4}$	$3,57*10^{-2}$
%	56%	19%	22%	2%	1%	100%

Аварии на морских трубопроводах

В документе «Количественная оценка риска аварий» проанализированы с помощью частотного анализа вероятности выбросов и утечек из замкнутых секций трубопроводов в пересчете на 5 км/год. Данные по морской и наземной части трубопроводов мультифазной продукции отдельно для жидкой и газовой фаз приведены в таблице 6.1.4. На наземных частях трубопроводов отсекающие задвижки будут установлены каждые 5 км.

Таблица 6.1.4 Общая частота утечек и выбросов из трубопроводов жидкой продукции

Название трубопровода	Частота утечек (на 5 км/год)			Итого
	22 мм	70 мм	РТПС	
Морской мультифазный трубопровод от МЛСП до БТК (ж.ф.)	$1.18*10^{-4}$	$1.09*10^{-4}$	$1.08*10^{-4}$	$3.35*10^{-4}$
Наземный нефтяной трубопровод от БТК до НТН (ж.ф.)	$1.19*10^{-4}$	$1.10*10^{-4}$	$1.09*10^{-4}$	$3.38*10^{-4}$
Всего	*5.9E-04*	$5.53*10^{-4}$	$4.39*10^{-4}$	$1.58*10^{-3}$
%	**37%**	**35%**	**28%**	**100%**

Закачка газа

В случае аварии на оборудовании для обратной закачки газа возможен выброс газа. Выброс газа считается одной из опасных аварий, из возможных на МЛСП. Система закачки газа в газовую шапку состоит из 2-х технологических линий поршневых компрессоров с разгрузочными устройствами, рециркуляционными трубопроводами и охладителями.

При выходе из строя оборудования по закачке газа, газ, оставшийся в оборудовании, будет сбрасываться на факел ВД и сжигаться. В тех редких случаях, когда, сбрасываемый на факел газ не будет подожжен, в атмосферу попадет сырой газ.

Пожаро- и взрывоопасное расстояние на скважине по закачке газа составляет около 580 м (ОВОС Морского Комплекса, 2013).

Аварии с судами

Наиболее вероятной аварией при работах, связанных с эксплуатацией привлекаемых судов может быть разлив дизельного топлива при его транспортировке (не более 1 т).

При бурении и эксплуатации МЛСП не исключены аварии, связанные с разливом дизельного топлива, доставляемого на МЛСП танкерами. Разлив до 5 т дизтоплива можно считать наиболее вероятным сценарием аварии при эксплуатации МЛСП. Частота такого варианта событий составляет $1 – 10^{-1}$ в год.

Для двух сценариев разлива дизельного топлива (5 т и 160 т) были рассчитаны траектории дрейфа и поведение нефтяного пятна (ASA, 2003). Моделирование было проведено для теплого периода года и для зимы. Предполагаемое время достижения пятном разлива тростниковых зарослей приведено в таблице 6.1.5.

Таблица 6.1.5 Расчет времени необходимого для достижения пятном разлива зарослей тростников (Разлив дизельного топлива)

Объем разлива, тонны	Время года	Минимальный период, дни	Средний период, дни
5	Лето	Не достигнет	Не достигнет
5	Весна/осень	Не достигнет	Не достигнет
5	Зима (лед)	2	15
160	Лето	3	4.5
160	Весна/осень	3	4.5
160	Зима (лед)	2	15

Результаты моделирования распространения пятна разлива дизтоплива по морской поверхности приведены ниже:

- минимальное время достижения зоны Специальных Экологических Требований (SER) – менее 1 дня. В среднем, в зависимости от времени года и размера разлива, время достижения может составить 1,5-12 дней;
- минимальное время достижения зарослей тростника составит 2-3 дня, в среднем – 5,5-15 дней;
- пятно разлива дизельного топлива не достигнет берега;
- количество дизельного топлива, остающегося на поверхности моря после 28 дней существования пятна, будет менее 0,06%;
- количество испарившегося дизельного топлива составит: летом – до 95%, зимой – 65%;
- количество дизельного топлива, удержанного в воде, составит 0-28%.

Также в период эксплуатации возможно возникновение ряда других аварийных ситуаций, вероятность которых приведена в таблице 6.1.6.

Таблица 6.1.6 Частота возникновения аварийных ситуаций

Аварийная ситуация	Частота возникновения
Столкновение судов	7.0×10^{-7} случаев/корабль/км
Полная гибель (затопление) судна	1.0×10^{-8} случаев/корабль/км
Эксплуатация вертолетов (частота аварий)	0.42×10^{-5} случаев/летных часов воздушного судна
Обрушившиеся предметы	7.3×10^{-2} на год работ
Предметы, упавшие в море	3.1×10^{-2} на год работ
Предметы, упавшие на судно	2.3×10^{-2} на год работ
Утечка нефтепродуктов при бункеровке судна	$1 - 1 \times 10^{-1}$ в год
Утечка нефтепродуктов из емкостей для хранения	3×10^{-3} в год
Столкновении судов или посадка на мель	$10^{-1} - 10^{-2}$ в 1 год

6.1.2. Вероятность аварийных ситуаций на наземных объектах

В процессе работы БТК, вероятны внезапные непреднамеренные ситуации - аварии, в результате которых могут произойти разлив нефти и ГСМ. В свою очередь, разливы нефти и ГСМ могут возгореться, что может привести к пожару и взрыву.

Аварии на береговом технологическом комплексе (БТК)

На БТК опасность представляют нарушения герметичности оборудования под давлением (трещины и разрывы), которые могут привести к выбросам в атмосферу токсичных газов, а также загоранию выбрасываемого газа и взрывам, аварии на резервуарах хранения нефти.

Частоты утечек из оборудования БТК, определенные в зависимости от величин аварийных отверстий, показаны в таблице 6.1.7.

Таблица 6.1.7 Общая частота утечек и выбросов из оборудования БТК

Наименование секции	Размеры отверстия					Всего
	2 мм	7 мм	22 мм	70 мм	150 мм	
Приемные сооружения (камера приема скребка, слагкетчеры) (Ж.ф.)	$2,80*10^{-3}$	$8,69*10^{-4}$	$1,37*10^{-3}$	$2,92*10^{-4}$	$9,87*10^{-5}$	$5,43*10^{-3}$
Приемные сооружения (г.ф.)	$2,80*10^{-3}$	$8,69*10^{-4}$	$1,37*10^{-3}$	$2,92*10^{-4}$	$9,87*10^{-5}$	$5,43*10^{-3}$
Сепаратор и нагреватель СД	$7,87*10^{-3}$	$2,65*10^{-3}$	$2,98*10^{-3}$	$5,55*10^{-4}$	$1,30*10^{-4}$	$1,42*10^{-2}$
Установки дегидрации и обессоливания нефти	$1,08*10^{-2}$	$3,74*10^{-3}$	$3,52*10^{-3}$	$5,55*10^{-4}$	$1,30*10^{-4}$	$1,87*10^{-2}$
Установка стабилизации нефти	$1,95*10^{-2}$	$6,98*10^{-3}$	$5,08*10^{-3}$	$4,39*10^{-4}$	$2,07*10^{-4}$	$3,22*10^{-2}$
Установка осветления нефти (удаление меркаптанов)	$7,66*10^{-3}$	$2,39*10^{-3}$	$3,51*10^{-3}$	$9,03*10^{-4}$	$1,85*10^{-4}$	$1,46*10^{-2}$
	$1,91*10^{-2}$	$6,73*10^{-3}$	$8,23*10^{-3}$	$1,47*10^{-3}$	$1,71*10^{-4}$	$3,57*10^{-2}$
Установка замера нефти	$4,89*10^{-3}$	$1,56*10^{-3}$	$2,43*10^{-3}$	$5,55*10^{-4}$	$1,30*10^{-4}$	$9,57*10^{-3}$
Установка компримирования газа НД	$1,40*10^{-2}$	$6,96*10^{-3}$	$5,62*10^{-3}$	$7,29*10^{-4}$	$3,55*10^{-4}$	$2,77*10^{-2}$
Установка компримирования газа СД	$1,40*10^{-2}$	$6,96*10^{-3}$	$5,62*10^{-3}$	$7,29*10^{-4}$	$3,55*10^{-4}$	$2,77*10^{-2}$
Установка осушки кислого газа	$4,84*10^{-3}$	$1,21*10^{-3}$	$1,70*10^{-3}$	$1,61*10^{-4}$	$1,69*10^{-4}$	$8,08*10^{-3}$
Установки замера и компримирования кислого газа	$2,27*10^{-2}$	$1,14*10^{-2}$	$9,28*10^{-3}$	$1,10*10^{-3}$	$2,32*10^{-4}$	$4,47*10^{-2}$
Установка кондиционирования топливного газа	$4,89*10^{-3}$	$1,56*10^{-3}$	$2,43*10^{-3}$	$5,55*10^{-4}$	$1,30*10^{-4}$	$9,57*10^{-3}$
Установка очистки пластовой воды	$2,02*10^{-2}$	$6,57*10^{-3}$	$6,94*10^{-3}$	$1,27*10^{-3}$	$2,80*10^{-4}$	$3,53*10^{-2}$
Всего	*$1,56*10^{-1}$*	*$6,04*10^{-2}$*	*$6,01*10^{-2}$*	*$9,61*10^{-3}$*	*$2,67*10^{-3}$*	*$2,89*10^{-1}$*
%	53%	21%	21%	3%	1%	100%

Аварии на наземном терминале нефти (НТН)

Аварии на площадке хранения резервуаров нефти и дизельного топлива являются следствием, как природных катастрофических ситуаций, так и причин антропогенного характера. Вероятность разрушения резервуара формируется за счет действия различных факторов:

- механические и коррозионные повреждения;
- дефекты конструкции и монтажа;
- пожар площадке хранения резервуаров нефти и дизельного топлива (частота возникновения в год 1.5E-04);
- землетрясение, активизация просадочных процессов и другие стихийные бедствия.

Частота распределения случаев аварий и отказов резервуарных конструкций по виду основных физических причин по статистическим данным представлена в табл. 6.1.8.

Таблица 6.1.8 Основные причины аварий в резервуарных парках

№ п/п	Причины аварий	Число аварий, %
1	Хрупкое разрушение	63,1
2	Взрыв и пожар	12,3
3	Непроектный вакуум	7,7
4	Коррозионный износ	3,1
5	Ураганный ветер	1,5
6	Неравномерная осадка основания	1,5
7	Прочие	10,8

Причины возникновения пожаров на хранилищах ГСМ и нефтепродуктов обусловлены, как правило, образованием взрывоопасных концентраций паров нефтепродуктов в самом

резервуаре или на площадке обвалования и активизацией источника воспламенения (инициирования) взрывоопасной смеси.

Согласно статистике, основными факторами воспламенения паров нефтепродуктов являются ремонтные работы и другие источники, приводящие к образованию искр или открытого пламени. Источники инициирования взрывоопасных смесей на объектах хранения нефтепродуктов приведены в табл. 6.1.9.

Таблица 6.1.9 Источники инициирования взрывоопасных смесей в хранилищах нефтепродуктов

№ п/п	Источники	Распределение, %
1	Источники зажигания при подготовке и проведении ремонтных работ на резервуарах	23,5
2	Атмосферное электричество	9,2
3	Статическое электричество	9,7
4	Неисправность электрооборудования	11,7
5	Другие источники	45,9

Развитие аварийных ситуаций на хранилищах ГСМ и нефтепродуктов на НТН может происходить по одному из 3 наиболее вероятных сценариев:

- разлив нефти и ГСМ в результате разрушения резервуара без воспламенения. Представляет наименьшую опасность для природной среды и персонала, если нефтепродукты не растекаются за пределы обвалования. При разливе ГСМ возможно загрязнение основных компонентов окружающей среды в небольших масштабах;
- пожар на хранилищах ГСМ. Возрастает угроза жизни персонала от токсичности продуктов горения, а также термического воздействия пожара. Опасность загрязнения природной среды связана, в основном, с загрязнением атмосферы продуктами горения. При разливе нефти и ГСМ во время пожара опасность загрязнения окружающей среды и угроза персоналу увеличивается;
- взрыв паров нефтепродуктов на хранилищах нефти и ГСМ, сопровождающийся горением ГСМ. Воздействие на окружающую среду и персонал имеет форму ударного воздействия, возникшего в результате взрыва.

Масштабы аварий с хранилищами нефти и ГСМ носят обычно локальный характер, хотя интенсивность воздействия на отдельные компоненты окружающей среды может быть очень высокой.

Аварии на наземных трубопроводах

Трубопроводный транспорт считается наиболее безопасным для транспортировки нефти. Однако, одной из крупных аварий может считаться разлив нефти по причине разрыва нефтепровода. Информация о вероятности аварий на морских трубопроводах приведена ниже следующей таблице 6.1.10.

Таблица 6.1.10 Вероятностная оценка повреждения трубопровода (на 1 км нефтепровода трубопровода/год)

Повреждение трубопровода - 5 мм	Повреждение трубопровода - 50 мм	Повреждение трубопровода (полный разрыв)
3.12×10^{-5}	5.40×10^{-6}	5.90×10^{-7}

Анализ аварийности трубопроводного транспорта показывает (ОВОС трубопроводов, 2004), что основными причинами аварий являются:

- постороннее вмешательство – 33%;

- коррозия – 30%;
- механические повреждения – 26%;
- нарушение режима эксплуатации – 7%;
- природные стихийные явления – 4%.

Вероятная частота утечек из экспортных трубопроводов получена на основании аналогичного подхода, как и для мультифазных трубопроводов (таблица 6.1.11).

Таблица 6.1.11 Общая частота утечек и выбросов из экспортных трубопроводов *(по данным «Количественная оценка риска аварий»)*

Название трубопровода	Частота утечек (на 5 км/год)			Итого
	22 мм	70 мм	РТПС	
Нефтепровод от НТН до магистрального трубопровода	$2,37*10^{-4}$	$2,20*10^{-4}$	$2,17*10^{-4}$	$6,74*10^{-4}$
Всего	*$2,37*10^{-4}$*	*$2,20*10^{-4}$*	*$2,17*10^{-4}$*	*$6,74*10^{-4}$*
%	35%	33%	32%	100%

6.1.3. Индивидуальный риск для персонала и другие риски

В процессе количественной оценки риска (КОР) должен быть определен риск летального исхода для персонала, работающего на МЛСН, БТК, НТН и вблизи трубопроводов. При этом различается индивидуальный риск для персонала, который определяется как вероятность летального исхода для отдельного человека при любых авариях. А также локальный индивидуальный риск, который представляет собой риск для гипотетического человека, который остается на рабочем месте 24 часа 365 дней в году.

Для МЛСП наивысший индивидуальный риск летального исхода составляет $1*10^{-3}$ /год.

На БТК зона, внутри которой индивидуальный риск для персонала может превышать $1*10^{-3}$ случаев в год, распространяется на расстояние 450 м от промышленной зоны, а зона с индивидуальным риском свыше $1*10^{-4}$ случаев в год - на расстояние 1300 м.

Риски транспортных аварий

На месторождении Каламкас-море при его разработке возможны следующие виды транспортных аварий, связанных с риском для персонала:

- аварии с судами при перевозке персонала;
- крушения вертолетов в небе и при взлете/посадке;
- крушения вертолета на объекте.

Основываясь на количественной оценке риска для всех объектов Компании, транспортный риск для судов составляет $8,5*10^{-7}$ случаев/год (исходя из 183 поездки в год), а для вертолетов – $5,28 *10^{-5}$ случаев/год (всего 13 поездок в год).

6.2. ВЕРОЯТНОСТЬ СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ

На территории проектируемого предприятия вероятно воздействие следующих основных факторов опасности природных (естественных) процессов, следующих из материалов инженерных изысканий и природно-климатических характеристик района строительства:

- гидрологических явлений;
- сейсмичности с учетом сейсмического микрорайонирования;
- прямой удар молнии, приводящий к поражению зданий, сооружений и персонала.

Риск аварий связан с возможностью повреждения МЛСП в результате штормов или экстремальных порывов ветра. Глубина моря в районе МЛСП невелика (6-9 м). На участке работ течения в основном приводятся в движение ветром, подобно нагонам воды и волнам;

увеличение скорости течений тесно связано с увеличением скорости ветра. Направления течения, как правило, меняются в результате шторма, при этом течения имеют то же самое направление, что и ветер. По мере развития шторма, направление течения может меняться, и в экстремальных условиях течение двигается в направлении, противоположном движению ветра. События с высокими скоростями течения, как правило, имеют короткую продолжительность.

На основе данных об экстремальных течениях, основанных на результатах измерений, выполненных в зоне Восточного Кашагана в период с 2003 по 2009 годы, можно сказать, что экстремальные высоты волн могут достигать 2,1м с частотой 1 раз в 100 лет и 1,36 м с частотой 1 раз в год. При этом экстремальная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем моря может достигать 39 м/с (3 секундный порыв) с частотой 1 раз за 100 лет и 26,8 м/с с частотой 1 раз в год.

В зимний период, с декабря по март, почти вся северная часть Каспийского моря покрыта льдом. На морском участке возможно образование ледового припая или присутствие подвижных льдов. Ледовые нагрузки будут зависеть от толщины подвижного ледового покрова. МЛСП должны быть рассчитаны на противостояние таким нагрузкам в зимний период. В обычную зиму море может покрываться сплошным слоем льда толщиной до 0,5 м. Во время оттепелей может происходить разрушение ледовых полей и – под действием ветра – наползание подвижных льдин друг на друга с последующим их смерзанием. Толщина наслоенного льда может достигать 1,3 м.

По сейсмическому районированию, согласно СП РК 2.03-30-2017, карт сейсмогенерирующих зон территории Казахстана и комплекта карт общего сейсмического зонирования (ОСЗ) территории Республики Казахстан, район месторождения Каламкас-море оценивается с 10% вероятностью возможного превышения в течение 50 лет сейсмической интенсивностью в 5 баллов, и с 2% вероятностью возможного превышения в течение 50 лет сейсмической интенсивностью в 6 баллов по шкале MSK-64.

6.3. ВСЕ ВОЗМОЖНЫЕ НЕБЛАГОПРИЯТНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ АВАРИЙ И ИХ МАСШТАБЫ

6.3.1. Последствия аварий на море

Под сценариями возможных аварий подразумевается последовательность логически связанных отдельных событий (выброс взрывопожароопасного продукта – распространение газового облака – воспламенение и т.д.), обусловленных конкретными инициирующими событиями (например, выброс нефтегазовой смеси).

При разработке Западного поднятия месторождения Каламкас-море на море могут иметь место следующие сценарии.

Наиболее опасными сценариями аварий на МЛСП, являются сценарии, связанные с выбросом нефтегазовой смеси из скважины с возможным взрывом, и пожаром.

Нарушение целостности трубопровода мультифазного флюида также может привести к авариям, сопровождающимся утечками газовой и жидкостной фракции, а также развитием облака токсичного газа, а также его возгоранием.

6.3.1.1. Выбросы нефтегазовой смеси/газа

Анализ последствий аварий устанавливает зоны воздействия опасных событий на персонал и оборудование. Для выбросов нефтегазовой смеси это обычно выражается через расстояния от места аварии до границ зоны воздействия. Последствия аварий возможны по

сценариям для событий: факел, пожар пролива, огненный шар, взрыв топливно-воздушной смеси, пожар-вспышка.

Блок-схема реализации сценария аварии, связанной с нарушением герметичности устьевого оборудования приведена на рис. 6.3.1.

Блок-схема №1. Вероятность развития аварии связанной с нарушением герметичности устьевого оборудования на МЛСП

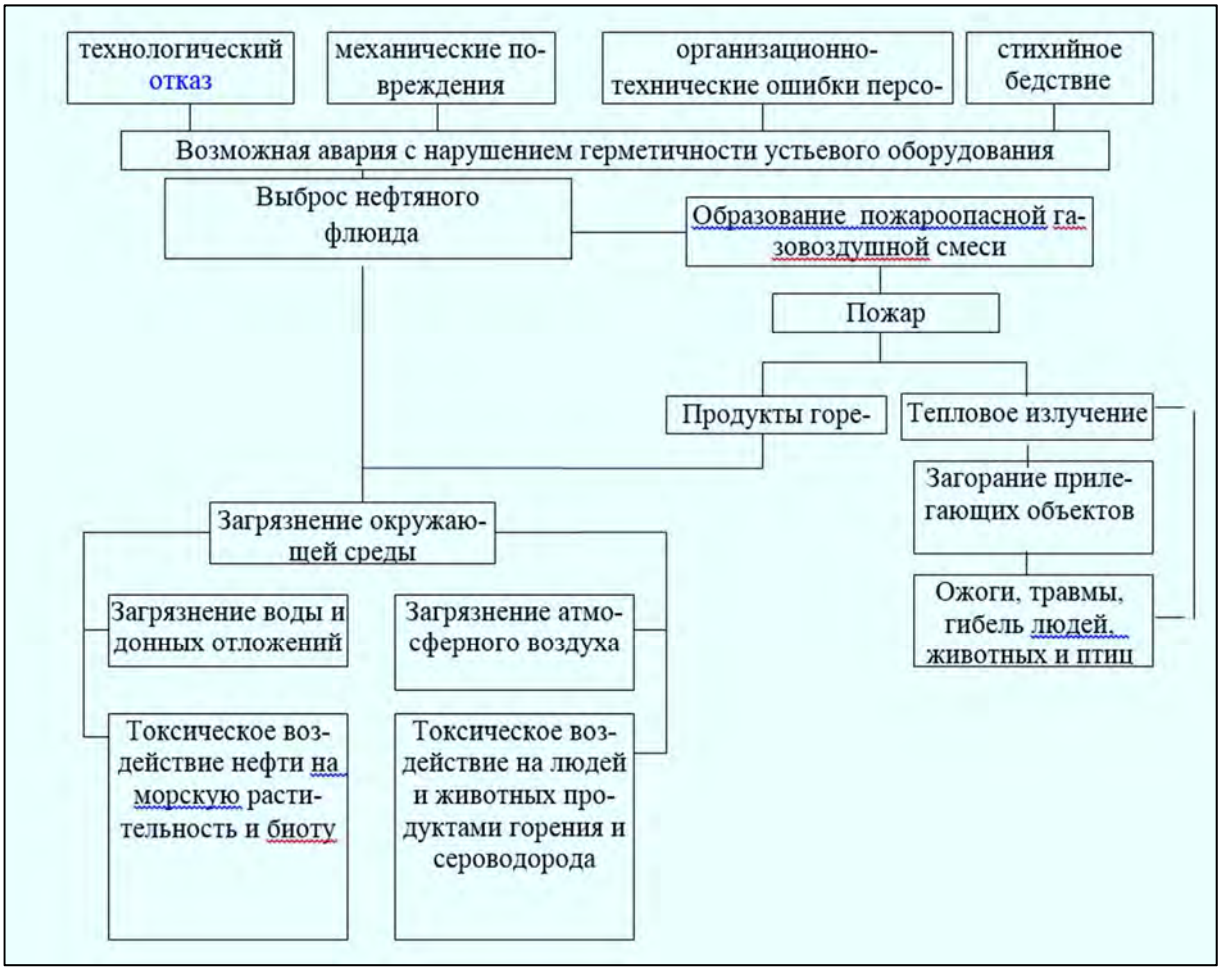


Рисунок 6.3.1. Схема реализации сценария, связанного с выбросом из скважины

Факельный пожар. Моделирование последствий факельного пожара по литературным данным определяет величину зоны теплового воздействия, которая представляет собой расстояния от точки утечки до точки с интенсивностью теплового излучения 37,5 кВт/м^2. При такой интенсивности теплового излучения вероятность смертельного исхода составляет 100%. Указанная интенсивность создается при горении нефти, выходящей из отверстия 22 мм, на расстоянии 57 м от центра выброса, при горении газа – на расстоянии 29 м. Более высокие степени воздействия достигаются при выбросе из отверстия 150 мм. А именно, на расстоянии 214 м от центра выброса, при горении газа – на расстоянии 171 м.

Огненный шар. Расстояние, на которое переместится по ветру облако горящего газа с концентрацией равной половине от нижнего предела воспламеняемости (НПВ), составляет приблизительно 188 м для горения нефти и 42 м для горения газовой фазы. Данная концентрация показывает на каком расстоянии пути эвакуации персонала будут отрезаны. Расстояние до концентрации равной НПВ составит соответственно 89 м и 17 м.

6.3.1.2. Разливы нефти

Разливы нефти от объектов нефтедобычи западного поднятия месторождения Каламкас-море не моделировались. Это будет выполнено на следующей стадии проектирования. Но поскольку данное месторождение находится достаточно близко от морских объектов месторождения Кашаган, то можно принять результаты моделирования разливов нефти от этих объектов в качестве аналогов.

В документе «Исследование разливов нефти в северной части Каспийского моря: утечки из трубопроводов, выброс из скважин и другие разливы» (2017г.) рассмотрены вероятностные сценарии разлива нефти на Островах Д, А и EPC-3 с различной продолжительностью разлива. Для моделирования движения нефтяных пятен на поверхности воды был использован программный комплекс OilMap. Он позволяет разработать вероятностные сценарии разливов сырой нефти и дизельного топлива на месторождении Кашаган. Вероятностное моделирование позволяет разграничить максимальный прогнозируемый размер нефтяного пятна и определенные место и время. Данные модели можно использовать как ориентировочные, чтобы оценить последствия разлива нефти при разработке Западного поднятия месторождения Каламкас-море.

Всего в исследовании рассмотрены тридцать три сценария разлива сырой нефти в различных объемах (от 174 до 1 230 000 м^3) и дизельного топлива (от 10 до 100 м^3).

Сценарии были разработаны для летнего периода (июнь-август). Затем результаты всех вариантов вероятностного моделирования были использованы для расчета вероятности загрязнения поверхности воды нефтью и минимального времени распространения для каждого сценария.

Условия выброса включали появление отверстий в промысловом трубопроводе, разрыв трубопровода, выброс нефти из скважины и т.д. По каждому вероятностному сценарию было смоделировано 500 отдельных вариантов разлива с произвольно выбранным временем начала. Были смоделированы разливы продолжительностью 24 часа, 30 дней, 60 дней и 180 дней, в зависимости от сценария.

Сценарии выброса из скважины

По результатам вероятностного моделирования сценариев выброса нефти из скважины существует вероятность незначительного загрязнения нефтью береговой линии и тростниковых зарослей. Согласно данным сценариям в летний период высока вероятность перемещения нефти на юг, юго-восток под влиянием северных ветров, хотя существует вероятность загрязнения нефтью поверхности воды во всех направлениях. Предполагалось, что все разливы происходят на поверхности воды. Все сценарии разлива нефти были смоделированы на летний период (с июня по август) при температуре воды 24°C.

По результатам сценариев выброса из скважин на Острове Д вероятность загрязнения нефтью береговой линии и тростниковых зарослей составляет:

- 30-40% вероятности загрязнения нефтью восточной и южной береговых линий (продолжительность разлива 7 и 10 дней);
- вероятность загрязнения нефтью восточной и южной береговых линий составляет 90-100%, вероятность загрязнения нефтью западной, северной береговых линий и тростниковых зарослей составляет 10-20% (продолжительность разлива 30 дней);
- вероятность загрязнения нефтью восточной и южной береговых линий составляет 90-100%, вероятность загрязнения нефтью западной береговой линии составляет 40-50%, вероятность загрязнения нефтью северной береговой линией и тростниковых зарослей составляет 60-70% (продолжительность разлива 120 дней).

Разлив нефти может достигать таких критически важных участков (участков повышенного риска), как р. Урал, Тюленьи острова и казахстанско-российская граница с низкой вероятностью <10% по всем вероятностным моделям, за исключением моделирования с продолжительностью разлива нефти 120 дней, где вероятность того, что нефть достигнет р. Урал составляет около 60-70%, казахстанско-российской границы – 10-20% и тюленьих островов – 10%.

Наихудший рассмотренный сценарий – выброс из скважины с объемом разлива 1230000 м^3 с продолжительностью 120 дней и продолжительностью моделирования 180 дней. По результатам моделирования данного сценария воздействие будет оказано на наибольшие площади и участки, находящиеся на достаточном удалении от участков разлива (от 35589 км^2 до 67393 км^2). Однако при выполнении данного прогнозирования не принималась в расчет любые мероприятия по предотвращению и реагированию в случае таких сценарий разливов (заглушение скважин, система аварийного отключения, механическая очистка и/или применение дисперсантов и т.д.), которые будут выполняться в случае фактического разлива.

Сценарии утечки из трубопровода

По результатам большинства вероятностных сценариев, выполненных для сценариев утечки из трубопровода через отверстия разного диаметра существует небольшая вероятность (<10%) воздействия на береговую линию и тростниковые заросли к северу и западу от места выброса в связи с преобладающими в летний период северными ветрами. К участкам, наиболее подверженным риску загрязнения нефтью (макс. 10-20%), относятся северная и восточная береговые линии Северного Каспия, и тростниковые заросли по всем сценариям утечки из трубопровода.

Разлив нефти может достигать таких критических участков (повышенного риска), как Тюленьи острова, р. Урал и казахстанско-российская граница, с очень низкой вероятностью (<10%) загрязнения нефтью по результатам некоторых вероятностных расчетов, в частности, при моделировании утечки из трубопровода через отверстие 70 мм. Так как утечка нефти из трубопровода через отверстие диаметром 70 мм не определяется автоматической системой, продолжительность разлива может составлять до 24 часов, и после перекрытия трубопровода еще возможен выход небольшого количества нефти. При утечке из трубопровода через отверстие 150 мм ни одно нефтяное пятно не достигло критически важных участков (участков повышенного риска) благодаря автоматическому перекрытию трубопровода с обеих сторон в течение максимум 5 минут (кратковременный разлив нефти).

По данным моделирования по всем сценариям более 40% нефти через какое-то время уходит под толщу воды и осаждается на дне. Процессу седиментации способствует взаимодействие частичек нефти и дизельного топлива с взвешенными веществами и планктоном.

6.3.2. Последствия аварий на береговом технологической комплексе (БТК)

При выбросе технологической среды в случае разгерметизации оборудования, возможны следующие аварийные ситуации:

- выбросы токсичных газов;
- струйный пожар газообразных и/или жидких фракций;
- вспышка газовоздушной смеси;
- пожар пролива;
- взрыв.

Характеристика наиболее опасных из указанных событий приведена в таблице 6.3.1.

Таблица 6.3.1 Прогнозируемые аварийные ситуации на БТК

Событие	Описание
Струйный пожар	Струйное горение возникает в результате немедленного воспламенения от выброса углеводородов под давлением. Последствия струйного горения зависят от направления выброса. Температура пламени при струйном горении составляет около 1200°C с возможной генерацией теплового излучения высокой интенсивности. Это представляет опасность из-за прямого воздействия на человека, а также из-за возможности эскалации в результате воздействия пламени на емкость, трубу или опору конструкции.
Вспышка газовоздушной смеси	Вспышка газовоздушной смеси возникает в результате замедленного воспламенения облака горючего газа в свободной зоне. Последствия вспышки газовоздушной смеси зависят от направления ветра и погодных условий во время выброса. Поскольку вспышки газовоздушной смеси являются краткосрочными событиями, эскалация не прогнозируется.
Взрывы	Взрыв возникает в результате замедленного воспламенения облака горючего газа в зоне с большим количеством оборудования. Создаваемое избыточное давление зависит от уровня скопления оборудования и ограничения перегруженной зоны, а также и доли перегруженной зоны, заполненной горючим газом.

В результате определения опасных производственных процессов от всех основных объектов наземной технологической установки были определены основные пять значимых видов последствий аварийных ситуаций техногенного характера: выброс облака токсичного газа; пожар; взрыв; образование продуктов горения; разлив нефти.

Моделирования факторов физического воздействия, оценки последствий и анализа воздействия было выполнено с использованием программного обеспечения «PHAST» разработанной Компанией DNV.

Метеорологические условия играют важную роль в последовательном моделировании газовых выбросов, влияя на коэффициент разбавления газа. Исходя из этого, были смоделированы различные метеорологические условия.

Выброс облака токсичного газа

Сырой газ и нефть месторождения Каламкас-море не содержат значительное количество токсичного газа H_2S. Поэтому сценарий внезапного непреднамеренного повреждения оборудования и сооружений с выбросом токсичного газа без возгорания не рассматривается.

Пожары и взрывы

Моделирование аварийных ситуаций было проведено для всех объектов БТК по 3 видам пожаров: струйный пожар, пожар пролитой жидкости и пожар-вспышка.

Воздействие пламени и тепла излучения от пожара может привести к травмам или смертельному исходу в зависимости от продолжительности воздействия и интенсивности тепла излучения.

В чрезвычайно редких случаях возгорание горючего газа или облака из паров газа приводит к несдерживаемому взрыву парового облака. Опасность взрыва заключается в действии взрывной волны.

Моделирования опасностей, возникающих в результате пожара и взрыва, для установок БТК было выполнено для различных метеорологических условий без учёта продувки, которая во многих случаях уменьшает опасные расстояния.

Максимально большое пожароопасное расстояние при пожаре будет наблюдаться при пожаре -вспышке на камере приема скребка – примерно 897 м до границы зоны ½ НПВ.

Большое количество тепла выделяется во время пожаров, что приводит к образованию плавучего шлейфа, который быстро поднимается над землей и рассеивается, поэтому в приземном слое атмосферы не будет наблюдаться значительного уровня загрязняющих веществ.

Взрыв, с уровнем концентрации газов в атмосферном воздухе более 100 ppm может потенциально возникнуть на рассмотренных выше установках. Результаты моделирования взрывоопасной ситуации из расчета концентрации газов 100 ppm показали, что наибольшее взрывоопасное расстояние составляет 2250 м.

Взрыв характеризуется кратковременностью и сильной степенью воздействия на атмосферный воздух. Взрывоопасное расстояние не распространяется за переделы СЗЗ и на населенные пункты.

Моделирование масштабов распространения облака сернистого газа без воспламенения, выполненное в рамках «Количественной оценки риска аварий трубопроводов» [53] при полном разрыве на наземном трубопроводе показало, что расстояние, на котором будет ощущаться летальная концентрация с 50% летальных исходов составит 4,35 км, при ширине облака 220 м, а концентрация 0,1% летальной – на расстоянии 5,9 км при ширине 280 м.

В документе «Количественная оценка рисков для трубопровода пропускной способностью 1 млрд куб. м газа в год» рассмотрены вероятные аварийные ситуации при разгерметизации трубопровода. Для сценариев выброса моделирование выполнено для отверстий диаметром 22 мм, 70 мм и для разрыва по всему сечению для трубопроводов. Разрыв газопровода приводит к протяженному прорыву и выбросу с обоих концов. В результате такого выброса образуется кратер.

На основании расчетной модели кратера минимальная ширина кратера, образующегося при разгерметизации трубопровода пропускной способностью 1 млрд куб. м в год, составляет 7,2 м. Поэтому рекомендуется предусмотреть безопасное расстояние не менее 3,6 м с каждой стороны трубопровода до любого существующего или будущего трубопровода, проходящего в том же коридоре или поблизости. Следует отметить, что это абсолютная минимальная дистанция, к которой необходимо добавить определенный запас. Расчетная глубина кратера составляет 2,5 м, поэтому рекомендуется не прокладывать данный трубопровод над или под любыми другими трубопроводами, за исключением случаев, когда для этого приняты надлежащие меры предосторожности.

6.4. МЕРЫ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

6.4.1. Необходимые меры безопасности на объектах

Недропользователем будут разработаны и внедрены внутренние стандарты, обеспечивающие оперативное реагирование и порядок действий в период возникновения аварийных ситуаций на морском комплексе. Организационные процедуры ликвидации аварийных ситуаций будут составлены с учётом требований законодательства РК и будут включать целый ряд документов:

- «План ликвидации аварийных разливов нефти».
- «План ликвидации аварий».
- «Руководство по системе организации работ по ОЗТОС в рамках ОПР».
- Другие вспомогательные планы и процедуры ликвидации аварийных ситуаций.

Недропользователю необходимо выполнить следующие виды предупредительных работ:

- составить Реестр опасностей;

- провести оценку риска аварий на объектах, определить степени риска для персонала, населения и природной среды;
- внедрить система инспекций для проверки эффективности организации природоохранных мероприятий;
- разработать и внедрить все необходимые инструкции и планы действий персонала по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций;
- развесить в необходимых местах соответствующие предупреждающие знаки по технике безопасности;
- подготовить документы для обучения, инструктажа и тренинга персонала по технике безопасности, пожарной безопасности, ликвидации аварийных ситуаций.

Дополнительными элементами минимизации возникновения аварийной ситуации при проведении работ будут являться следующие меры, связанные с человеческим фактором:

- разработать система поощрений за надлежащее обеспечение безопасности работ;
- проводить регулярные инструктажи по технике безопасности;
- персоналу, работающему на опасных объектах, иметь необходимые допуски и разрешения на работу;
- проводить регулярное обучение и инструктаж по обращению с опасными для окружающей среды веществами (топливом, ГСМ, химическими веществами);
- обеспечить готовность к аварийным ситуациям и планирование мер реагирования;
- установить запрет на употребление алкогольных напитков и наркотиков на рабочих местах.

Инженерная структура должна включает в себя несколько автоматизированных специальных защитных систем для обеспечения безопасности и предназначенных для смягчения последствий аварийных ситуациях и инцидентах, такими как порыв трубопровода, утечка, воспламенение легковоспламеняющихся и горючих веществ или действиями сторонних организаций и др. К ним, как правило, относятся системы:

- обнаружения пожара и газа, высокой температуры и дыма;
- система останова - СО;
- дистанционное управление службой данных - ДУСД.

Для предотвращения и снижения вероятности опасных событий проектом также должна быть предусмотрена продувка оборудования, противопожарная активная и пассивная защита сооружений.

Система пожара и газа должна быть разработана на основе полностью автоматической, обладающей высокой надежностью и отказоустойчивостью системы процессора в соответствии с ISO 61508. Система будет запроектирована таким образом, чтобы отказ любого компонента оказывал бы минимальное влияние на функционирование системы.

Система останова и сброса давления, повсеместно используемая в настоящее время, разделяет технологическую линию и оборудование, заполненное углеводородами, на изолированные друг от друга секции, в соответствии с их расчетным давлением и останавливает определенное оборудование при наличии как технологически неизбежных сбоев в системе, так и при аварийных ситуациях и инцидентах. Эта система обеспечивает сброс содержимого этих секций на факел при наличии избыточного давления. Система останова основана на отказоустойчивых логических устройствах управления и способна инициировать соответствующие действия при отказе контуров и/или систем. Логические устройства Системы Останова имеют тройную модульную надежность. Для системы предусматриваются средства для обеспечения безопасного отключения и останова

оборудования в случае выхода из строя, сбоя, нарушения технологического режима, утечки или пожара, в том числе при ложных срабатываниях пожарной и аварийной сигнализации. Также при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования, в том числе неисправностях оборудования и систем управления, прекращение подачи сырья и средств обеспечения (воды, воздуха, топливного газа, пара и электроэнергии), превышение (снижение) рабочих параметров (давления, уровня, температуры, расхода, степени очистки), утечки, газовая и пожарная сигнализация, ограничения в приеме продукции транспортной компанией.

Система ДУСД предназначена для сбора, отображения, опроса и выдачи отчетных данных по состоянию объектов, целостности трубопроводов, оптимизации функционирования объектов и для поддержания эксплуатационных требований, включая требования по техобслуживанию.

Для управления и сбора данных на объектах месторождения Каламкас-море предусматривается общая интегральная система управления (ИСУ), включающая распределительную систему управления (РСУ) и контролирующая все вышеназванные системы (СО, ПиГ, ДУСД).

Для уменьшения риска распространения пожара для технологических установок, зданий, складов и средств инженерного обеспечения, должно быть предусмотрено применение пассивной пожарной защиты, противопожарные разрывы при компоновке, активная пожарная защита (АПЗ).

Для питания всех пожарных систем активной защиты будет предусмотрена кольцевая трубопроводная магистраль, распределяющая пожарную воду в зонах где пожарная опасность, исходит от жидких углеводородов. Пожарные водяные системы подкрепляются дополнительными системами пенообразования.

Для оперативного вмешательства в тушение пожаров, контроля состояния объектов с точки зрения их пожароопасности и принятия мер по обеспечению их пожаробезопасности, будет функционировать пожарная команда.

Для работающего персонала применяются несколько видов детекторов и ручных средств для своевременного обнаружения опасности (инфракрасные детекторы газа, персональные переносные детекторы H_2S и т.д.).

Действия экипажей судов и персонала МЛСП при возникновении аварийных и нештатных ситуаций регламентируются документами Системы Управления Безопасностью Недропользователя и подрядных организаций:

- «Объектовый план ЛАРН», определяющий назначение, задачи, состав и порядок действий Компании и ее подрядчиков при ликвидации аварийного разлива нефти.
- «План безопасного ведения работ» (ПБВР) и План ликвидации аварий» (ПЛА), определяющие назначение, задачи, состав и порядок действий Компании и ее подрядчиков при аварийных ситуациях.
- «Действия в аварийных ситуациях», определяющие порядок действий судового комитета безопасности и персонала в аварийных ситуациях.
- «Буклет (чек-листы) по действиям персонала в аварийных ситуациях», позволяющий осуществлять пошаговый контроль действий персонала при ликвидации нештатной ситуации.

6.4.2. Объектовый план ликвидации аварийных разливов нефти (Объектовый план ЛАРН) и план ликвидации аварий (ПЛА)

Планирование мероприятий по предупреждению и ликвидации нефтяных разливов является важнейшим фактором повышения эффективности работ по предотвращению аварийных ситуаций при проведении операций на море, либо внутренних водоемах Республики Казахстан, а также при осуществлении временного хранения и транспортировки нефти.

Перед вводом МЛСП месторождения Каламкас-море в разработку для этих объектов должны быть разработаны «Отчет по анализу суммарной экологической пользы (АСЭП) применения методов ЛАРН», «Объектовый план по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти» (Объектовый план ЛАРН) и «План ликвидации аварий» (ПЛА) (совместный приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 мая 2018 года № 182, Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 24 мая 2018 года № 376 и Министра внутренних дел Республики Казахстан от 19 мая 2018 года № 374 «Об утверждении Национального плана обеспечения готовности и действий к ликвидации разливов нефти на море, внутренних водоемах и в предохранительной зоне Республики Казахстан».

План ликвидации аварий (ПЛА) содержит:

- оценку риска возникновения аварий;
- ясное представление о наличии, месте размещения и типе оборудования, транспортных средств, материалов и персонала для проведения ликвидационных работ;
- перечень и запас необходимых материалов, которые будут применяться при ликвидации розлива;
- различные сценарии аварийных ситуаций с отнесением их к категориям сложности;
- список лиц, ответственных за ликвидацию аварийных ситуаций;
- состав действия и процедура оповещения государственных органов.

Одной из важнейших задач ПЛА является четкая координация действий между его участниками. План должен определить роль и ответственность каждого координатора и участника действия, его место в общей структуре.

Другой важной частью Плана является поддержание постоянной готовности персонала и технических средств, предполагаемых к привлечению для ликвидации аварий. Готовность к реагированию на чрезвычайные ситуации должна поддерживаться и проверяться путем тренировок и учений, тестирования и проверки оборудования.

Технические детали плана, место, роль, обязанность каждого его участника должны быть изложены в виде инструкций, указателей, других документов и доведены до сведения всех его участников.

Отчет по анализу суммарной экологической пользы (АСЭП) применения методов ЛАРН

В соответствии с «Правилами определения, согласования и принятия решения о выборе оптимальных методов ликвидации разливов нефти на море, внутренних водоемах и в предохранительной зоне Республики Казахстан на основе анализа суммарной экологической пользы» (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 2 сентября 2021 года № 353), разработанными в соответствии с пп.3 п.7 ст.398 Экологического кодекса Республики Казахстан, юридические лица, осуществляющие деятельность, связанную с риском разлива нефти на море обязаны

определить порядок оптимальных методов ликвидации аварийных разливов нефти на основе анализа суммарной экологической пользы на море и в предохранительной зоне Республики Казахстан. Анализ АСЭП – это процесс выбора наиболее оптимальных методов ЛАРН, оценка их воздействия на окружающую среду и здоровье населения.

Заблаговременное определение оптимальных методов ликвидации разлива нефти на основе АСЭП - осуществляемое до разработки объектового плана, как мера по обеспечению готовности к разливам нефти, позволяет провести выбор оптимальных методов ликвидации разлива нефти и согласование на их применение. В АСЭП также приводится минимальный перечень ресурсов для ликвидации первого и второго уровней разлива нефти. Кроме того, приведен расчет необходимых сил и средств для ликвидации разлива нефти 3-го уровня.

Объектовый план ЛАРН

В ПЛАРН приводятся меры реагирования на разливы нефти (имеющиеся ресурсы реагирования, первоочередная мобилизация средств ЛАРН на объекте, методы реагирования на основе АСЭП, прекращение аварийных работ), состав наблюдений за пятном нефтяного разлива, организация временного хранения собранной нефти и отходов, технологии и способы их утилизации, состав отчетности по результатам ликвидации разлива нефти, а также:

- месторасположение объектов, где возможно возникновение аварийного разлива нефти и нефтепродуктов;
- подробную карту экологически чувствительных территорий, оценку их чувствительности по времени года, обзор чувствительности по каждому биологическому виду;
- оценку риска возникновения аварийных разливов;
- ясное представление о наличии, месте размещения и типе оборудования, транспортных средств, материалов и персонала для проведения ликвидационных работ;
- перечень и запас необходимых диспергаторов, которые будут применяться;
- различные сценарии аварийных разливов с отнесением их к категориям сложности;
- расчет времени и графиков работ по ликвидации аварийных разливов;
- график обучения и тренировок персонала по тревогам;
- список лиц, ответственных за ликвидацию аварийных разливов;
- состав действия и процедура оповещения государственных органов.

Аварийные разливы нефти, возникновение которых возможно и вероятно при проведении работ, должны быть классифицированы по уровням сложности или опасности последствия.

Обычно к 1 уровню относятся незначительные по объему разливы, не превышающие 10 тонн нефти. Ликвидация аварийной ситуации и ее последствий проводится самой работающей компанией.

К 2 уровню относятся умеренные (средние) разливы (от 10 тонн нефти до 250 тонн), для ликвидации которых необходимы ресурсы, как имеющиеся на морском сооружении, на месте производства работ, так и дополнительные материалы, вещества и персонал местных береговых служб. Под аварийные ситуации второго уровня подпадают утечки:

- из резервуара хранения топлива или системы распределения;
- из топливного резервуара или баржи;
- из автоцистерны для перевозки топлива;
- при временной или частичной потере контроля во время бурения или испытания скважины на морском сооружении.

К 3 уровню относятся крупные разливы нефти (от 250 тонн), для ликвидации которых требуются материалы, вещества и персонал различных организаций по ликвидации нефтяных разливов, включая международные.

К случаям аварийной ситуации третьего уровня подпадают утечки:

- продолжительной потери контроля над скважиной;
- из плавающего топливного резервуара или баржи;
- из резервуара хранения топлива или системы распределения.

Национальный план вводится в действие в следующих случаях:

- разлив нефти достиг третьего уровня и требуется содействие в организации прибытия международных ресурсов для ликвидации разливов нефти;
- разлив нефти не достиг третьего уровня, но представляет угрозу загрязнения заповедной зоны Каспийского моря;
- разлив нефти начал распространяться на территорию сопредельного государства.

Ликвидация нефтяных разливов третьего уровня требует незамедлительной мобилизации материалов и веществ из любых точек, располагающих отечественными и международными ресурсами.

В этом случае, Оператор привлекает специалистов и оборудование компании «OSRL». При наступлении такого события вводится в действие Национальный План ликвидации аварийной ситуации и минимизации ее последствий с привлечением государственных и международных резервов.

В Объектовом плане указывается перечень всех должностных лиц, оборудования и материалов, задействованных при разливах разных уровней, а также описываются методы ликвидации аварийных разливов нефти в море.

Следует отметить, что предполагаемые Подрядчики по строительству морских объектов должны иметь опыт проведения аналогичных работ на море и должны быть полностью готовы к возникновению чрезвычайных ситуаций.

6.4.3. Информирование о разливах нефти (ГСМ) и ходе операции по реагированию

В соответствии с законодательством Республики Казахстан в области чрезвычайных ситуаций и гражданской обороны в ПЛАРН должна быть предусмотрена следующая последовательность информирования о возникновении нефтяных разливов:

- сотрудник, обнаруживший нефтяной разлив, передает эту информацию в Департамент экологии Компании, который в течение 2 часов информирует территориальные подразделения уполномоченных органов в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера и охраны окружающей среды по постоянно действующему каналу телефонной связи, с последующей передачей по факсимильной связи по форме согласно приложению к настоящему Национальному плану. При этом, территориальные подразделения, получившие оповещение в течение 5 минут с момента получения уведомления (устного, с последующим письменным уведомлением) направляют лицам ответное письменное (по электронной почте либо по факсимильной связи) подтверждение получения уведомления;
- оперативный дежурный территориального подразделения уполномоченного органа в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в течение 10 минут с момента получения информации о разливе от лиц (устного, с последующим письменным уведомлением) информирует Акима области (в случае

его отсутствия, заместителя Акима) и Республиканский кризисный центр Министерства по ЧС РК;

- с момента получения оповещения о нефтяном разливе и до момента созыва Национальной комиссии по реагированию на нефтяные разливы (далее — Национальная комиссия) Аким области (или его заместитель) является Руководителем и/или координатором работ на месте ликвидации аварии в качестве рабочего органа управления;
- с момента получения оповещения о нефтяном разливе и до момента созыва Национальной комиссии Руководитель и/или координатор работ по ликвидации нефтяного разлива привлекает силы и средства, находящиеся на данной территории.

Аким области (либо заместитель Акима) информирует Акимов приграничных областей (или их заместителей) в течение 15 минут с момента оповещения.

Вся информация с места нефтяного разлива поступает через территориальное подразделение уполномоченного органа в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в Республиканский кризисный центр.

В случае угрозы или наличия нефтяного разлива третьего уровня Республиканский кризисный центр в течение 30 минут после уточнения информации оповещает членов Национальной комиссии.

После получения оповещения о нефтяном разливе Национальная комиссия назначает Руководителя работ на месте реагирования.

В случае возникновения аварии в прибрежной зоне, для передачи информации организуется пункт управления в береговой зоне.

Республиканский кризисный центр и территориальное подразделение уполномоченного органа в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, лица и операторы связи обеспечивают работу сетей связи в целях:

- приема информации об аварии, вызывающей загрязнения;
- передачи запроса Руководителя работ об оказании помощи и обмена оперативными сообщениями во время операций реагирования;
- обеспечения передачи команд и распоряжений уполномоченного органа по ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при ликвидации в зоне нефтяного разлив.

Уполномоченный орган в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера разрабатывает и утверждает формы донесения об авариях, инцидентах и других сообщениях, используемых для обмена информацией между всеми субъектами, участвующими в ликвидации нефтяных разливов. Указания по организации связи и информационного обмена разрабатываются и периодически обновляются уполномоченным органом в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера по согласованию с Министерством обороны Республики Казахстан. Уполномоченный орган в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера по согласованию с Национальной комиссией предоставляет в установленном порядке информацию для оповещения населения об угрозе возникновения или о возникновении нефтяных разливов в средства массовой информации. Информация о нефтяных разливах подлежит опубликованию через средства массовой информации, системы связи и оповещения и состоит из сведений о степени риска, необходимой безопасности, последствиях, мерах по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Ликвидация аварийных ситуаций и снижение негативных последствий аварии в значительной степени обусловлены, возможно ранним информированием об их возникновении.

С целью уменьшения аварийных рисков предлагаются следующие меры:

- применять лучшую международную промысловую практику во время работы морских объектов при обучении сотрудников и соблюдении норм безопасности;
- осуществлять план действий по предотвращению и ликвидации аварийных ситуации при розливе нефти, выбросах опасных веществ, пожарах на объектах;
- обеспечить, чтобы все процедуры по реагированию на возможные аварийные ситуации были охарактеризованы и задокументированы, а также обеспечить доступ к данной документации всех сотрудников;
- быстрое реагирование в случае аварийной ситуации для минимизирования последствий аварии;
- поддерживать в рабочем состоянии резервное аварийное оборудование и располагать достаточным количеством запасных частей для проведения ремонта и тех. обслуживания оборудования и техники. Что позволит обеспечить хорошее рабочее состояние оборудования необходимого для безопасной длительной эксплуатации и оборудования, используемого в аварийных ситуациях.

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

7.1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ

Для снижения воздействия планируемых работ на атмосферный воздух предусмотрен ряд технических и организационных мероприятий. К ним относятся:

- контроль за точным соблюдением технологии производств работ;
- разработка надежной и дублируемой системы управления технологическим процессом;
- надежная герметизация и разделение на отсекаемые герметичные блоки оборудования и трубопроводов;
- защита оборудования и трубопроводов от коррозии и превышения давления;
- контроль и диагностика состояния оборудования и трубопроводов во время эксплуатации;
- использование системы безопасности и мониторинга;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования;
- использование системы контроля загазованности;
- выполнение производственного экологического контроля, включающего:
    - мониторинг воздействия: проводится на стационарных постах и маршрутных постах на границе СЗЗ БТК, кроме того на станциях мониторинга в зоне возможного влияния БТК.

Перечисленные технические решения по предотвращению выбросов вредных веществ в атмосферу сводят до минимума возможность выбросов вредных веществ в атмосферу.

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 и уменьшить негативную нагрузку на атмосферный воздух при эксплуатации оборудования.

7.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ

Технологические решения, предусмотренные проектом разработки месторождения, позволяют существенно снизить возможные воздействия этой деятельности на воды моря, суши, а также подземные воды, а именно:

- транспортировка пластовых вод на берег вместе с углеводородной продукцией, что предотвращает присутствие сточной воды на МЛСП;
- сбор дождевых вод на добывающей платформе в специальные емкости и вывоз на береговые сооружения для дальнейшей очистки и утилизации;
- запрещение сброса загрязненных сточных вод в море;
- контроль за герметизацией всех емкостей и трубопроводов, чтобы свести к минимуму утечки;
- обеспечение мер, предпринимаемых для достижения целостности систем и эксплуатационной готовности сооружений;

- перевозка жидких и твердых отходов в герметичных специальных контейнерах, исключающих возможность загрязнения окружающей среды во время их транспортировки или в случае аварии транспортных средств;
- проведение контроля и диагностика технического состояния автотранспорта, для предотвращения утечек ГСМ;
- проведение постоянного инструктажа персонала по безопасному ведению работ.
- рациональное использование водных ресурсов с повторным использованием воды, контроль (учет) расходов водопотребления и водоотведения.

Проектными решениями предусматривается защита трубопроводов от коррозии и исключение появления утечек перекачиваемых серосодержащих вод, что позволит предотвратить загрязнение почвы и грунтовых вод.

В соответствии с Приложением 4 к Экологическому кодексу Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК «Типовой перечень мероприятий по охране окружающей среды» проектом обустройства месторождения должны быть предусмотрены следующие мероприятия для защиты от загрязнения поверхностных и подземных вод:

- раздельные системы канализации для сбора образующихся сточных вод на территории БТК;
- сточные воды должны собираться в специально предназначенные для этой цели резервуары с последующей откачкой насосами на очистные установки;
- очистка и повторное использование различных потоков сточных вод в качестве воды для пожаротушения и промывочной воды в установках обессоливания сырой нефти;
- пруды-испарители должны иметь надежную гидроизоляцию стенок и днища, состоящую из нескольких слоев: полипропиленовой пленки, утрамбованной глины, и железобетонных плит;
- все резервуары для хранения воды должны быть оснащены сливными и переливными трубопроводами;
- должны быть предусмотрены герметизированные системы хранения и использования химических реагентов водоподготовки и очистки сточных вод.
- содержание территории площадки БТК в надлежащем санитарном состоянии, временное хранение отходов производства и потребления в строго отведенных оборудованных местах;
- исключение сброса сточных вод на рельеф местности от производственных процессов в рабочем режиме;
- проведение своевременной профилактики двигателей автотранспорта для исключения утечек ГСМ, использование поддонов и комплектов для сбора ГСМ в случае протекания;
- организация экстренного сбора и удаления проливов ГСМ и химических реагентов. На территории площадки БТК установить ящик с адсорбентом, песком для ограничения аварийного разлива ГСМ и их сбора;
- для контроля возможного воздействия на грунтовые воды необходимо предусмотреть сеть наблюдательных скважин вблизи потенциально опасных с точки зрения возможных проливов нефти и нефтепродуктов и вокруг прудов-испарителей производственных сточных вод;
- должен осуществляться контроль (учет) водопотребления и водоотведения; лабораторный контроль воды после установок водоподготовки; лабораторный контроль состава сбрасываемых сточных вод.

7.3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЫ И РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ

Для снижения негативного воздействия на почвенный и растительный покров предусмотрены ряд мероприятий:

- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного и растительного покрова при эксплуатационном режиме работ;
- использовать только необходимые дороги, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- машины должны заправляться топливом и менять смазку в специально отведенных защитных ограждениях;
- хранить топливо, смазочные материалы и другие химикаты в герметичных емкостях с двойным дном;
- 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;
- проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного и растительного покрова.

7.4. 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;
- минимизация образования отходов путем получения вторичного сырья за счет раздельного сбора некоторых видов отходов;
- составление паспортов опасных отходов;
- оборудование мест сбора и временного хранения отходов в соответствии с требованиями санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утверждены приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020;
- политика привлечения со стороны квалифицированных компаний, специализирующихся в области переработки отходов и гарантирующих надёжный сервис, для управления отходами;
- организационные мероприятия.

Соблюдение правил временного хранения отходов, своевременный вывоз отходов с соблюдением правил транспортировки позволит исключить вторичное загрязнение компонентов окружающей среды.

РАЗДЕЛ 8. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ БИОРАЗНООБРАЗИЯ

8.1. ПРИРОДООХРАННЫЕ МЕРЫ

Для снижения воздействия проектируемой разработки месторождения Каламкас-море на морские биоресурсы предусмотрен ряд мероприятий:

- запрет для персонала на любые формы рыболовства, охоты и отлова животных и птиц;
- сведение к минимуму длительности работ, вызывающих повышенные уровни шума и вибрации;
- при планировании опасных работ необходимо предусмотреть предварительные шумовые работы для отпугивания животных на безопасное для них расстояние;
- минимизация физического воздействия на ареал обитания морских животных и птиц;
- обращение с пищевыми отходами таким образом, чтобы они не привлекали рыб, животных и птиц;
- предусмотреть штыревые изоляторы на промежуточных опорах линий электропередач, чтобы не допустить нанесения вреда птицам, садящимся на провода линий электропередач;
- в случае гибели рыб или тюленей обязательно информировать Мангистаускую областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий; создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты, создание маркировок на объектах и сооружениях;
- сокращение, по возможности, объемов залповых выбросов газа на факеле;
- смещение графика проведения профилактических и ремонтных работ, связанных со сбросами газа на факельные установки на период окончания сезонной миграции птиц;
- проведение постоянных визуальных наблюдений за акваторией моря.

Проведение мониторинговых наблюдений за состоянием морских биоресурсов

Для снижения воздействия на животный мир суши предусмотрен ряд мероприятий:

- минимизировать физическое воздействие на ареал обитания животных;
- снизить уровень шума путем использования барьер снижения шума для шумного оборудования и соответствовать стандартам допустимого уровня шума, где может быть нанесен ущерб фауне;
- запрет для персонала на любые формы охоты и отлова животных и птиц;
- перевозка жидких и твердых отходов в специальных герметичных контейнерах, исключающих загрязнение окружающей среды во время транспортировки или в случае аварии транспортных средств;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты, создание маркировок на объектах и сооружениях, поддержание в чистоте прилегающих территорий;
- проведение мониторинговых исследований за состоянием животного мира согласно Программе экологического контроля.

В Компании будут предусмотрены Планы действий по сохранению биоразнообразия. В них будут определены приоритетные для охраны виды, их чувствительность и местообитания, первоочередные действия по сохранению биоразнообразия. Реализация Планов даст возможность применить комплексный, скоординированный и последовательный подход к защите природной среды, а также уделить большее внимание вопросам сохранения биоразнообразия при реализации производственной деятельности.

8.2. РАСЧЕТ ВОЗМОЖНОГО УЩЕРБА РЫБНОМУ ХОЗЯЙСТВУ И КОМПЕНСАЦИОННЫХ ЗАТРАТ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Осуществление планируемой разработки месторождения не приведет к существенному сокращению рыбных ресурсов в районе проектируемых работ.

На следующей стадии проектирования, при обустройстве месторождения Каламкас-море, будет произведен расчет возможного ущерба рыбным ресурсам в соответствии с «Методикой исчисления компенсации вреда, наносимого и нанесенного рыбным ресурсам и другим водным животным, в том числе и неизбежного, в результате хозяйственной деятельности», утвержденной приказом Премьер-министра РК-Министра сельского хозяйства РК от 21 августа 2017 года № 341.

Кроме того, согласно требований п.3 ст.17 Закона РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира», от 9 июля 2004 года № 593-II оператор объекта обязан по согласованию с уполномоченным органом при разработке технико-экономического обоснования и проектно-сметной документации предусматривать средства для осуществления мероприятий по возмещению компенсации вреда наносимого и нанесенного рыбным ресурсам и другим водным животным.

РАЗДЕЛ 9. РЕКОМЕНДУЕМАЯ ПРОГРАММА МОНИТОРИНГА ВОЗДЕЙСТВИЯ

Основной задачей мониторинга является накопление данных, ведение регулярных наблюдений, проведение анализа и оценки воздействия предприятия на состояние окружающей среды с целью принятия своевременных мер по предотвращению, сокращению и ликвидации негативного воздействия предприятия на окружающую среду, как во время штатной ситуации, так и при аварийной ситуации.

9.1. КОМПЛЕКСНЫЕ МОРСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Мониторинг воздействия при морских комплексных исследованиях осуществляется для определения состояния окружающей среды на объектах воздействия в обособленных акваториальных зонах.

Комплекс исследований охватывает все природные компоненты абиотической и биотической среды, которые могут подвергаться прямому и косвенному воздействию в процессе производственно-операционных работ:

- воздушный бассейн;
- морские воды;
- донные отложения;
- таксономические группы гидробионтов;
- морская орнитофауна и териофауна (тюлени).

Перечень исследуемых параметров соответствует таблице 12 Приложения 2 «Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и представления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля».

Согласно рекомендаций Правил, работы на контрактной территории ТОО «Kalamkas Khazar Operating» будут проводится по 3-м климатическим сезонам (весна, лето и осень) на 38 станциях мониторинга, размещенных в морской акватории с учетом планируемых производственных операций:

- схема расположения станций на контрактной территории («Каламкас-море, Хазар и Ауэзов») по климатическим сезонам – площадная;
- схема расположения станций в районе дислокации морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП «Каламкас-море») - по крестообразной схеме с шагом 1000 и 1500 м от центра;
- станции на линейном объекте (морская трасса трубопровода «Каламкас-море – Бузачи») размещаются на профилях с условным шагом в 10 км и перпендикулярным разносом на 500 м вправо и влево от базовой линии трассы.

Из них: 17 станций расположены равномерно по площади контрактной территории (рис. 9.1), 9 станций (по крестообразной схеме) в районе дислокации МЛСП (рис. 9.2), а также 12 линейных станций по морской трассе трубопровода «Каламкас-море – Бузачи» (рис. 9.3). Мониторинг в зимний период в акватории Северного Каспия при устойчивом ледоставе - не предполагается.

Согласно Правил, с целью обеспечения репрезентативности результатов в качестве контрольных приняты три станции, которые располагаются на достаточном удалении от зон воздействия, а именно: KLMHZ-1, KLMHZ-10 и KLMHZ-15.

Пообъектные координаты морских станций мониторинга приведены в таблице 9.1.1.

Таблица 9.1.1 Координаты морских станций мониторинга

Станции мониторинга		Координаты в системе WGS 84	
		Северная широта - N	Восточная долгота - E
Станции в акватории структуры «Каламкас-море, Хазар и Ауэзов»			
1	KLMHZ-1	50° 47' 11.2"	45° 50' 01.4"
2	KLMHZ-2*	50° 55' 31.7"	45° 50' 01.0"
3	KLMHZ-3	51° 04' 54.6"	45° 49' 59.7"
4	KLMHZ-4	50° 47' 05.3"	45° 44' 07.5"
5	KLMHZ-5	51° 00' 26.0"	45° 44' 06.5"
6	KLMHZ-6*	51° 09' 03.9"	45° 44' 05.0"
7	KLMHZ-7	51° 17' 56.5"	45° 44' 02.8"
8	KLMHZ-8	51° 26' 52.6"	45° 43' 59.9"
9	KLMHZ-9	51° 04' 35.3"	45° 38' 48.4"
10	KLMHZ-10	51° 13' 34.4"	45° 38' 46.5"
11	KLMHZ-11*	51° 23' 13.7"	45° 38' 43.7"
12	KLMHZ-12*	50° 36' 45.7"	45° 35' 50.8"
13	KLMHZ-13	50° 50' 25.0"	45° 35' 50.7"
14	KLMHZ-14*	50° 57' 22.7"	45° 35' 51.0"
15	KLMHZ-15	50° 31' 56.2"	45° 33' 13.3"
16	KLMHZ-16	50° 47' 59.5"	45° 31' 06.4"
17	KLMHZ-17	50° 57' 22.9"	45° 31' 06.1"
Станции ПЭК по МЛСП «Каламкас-море»			
1	DC	50° 54' 10.8"	45° 44' 39.5"
2	DC-N1000	50° 54' 10.8"	45° 45' 11.9"
3	DC-N1500	50° 54' 10.7"	45° 45' 28.1"
4	DC-E1000	50° 54' 57.1"	45° 44' 39.5"
5	DC-E1500	50° 55' 20.2"	45° 44' 39.5"
6	DC-S1000	50° 54' 10.9"	45° 44' 07.1"
7	DC-S1500	50° 54' 10.9"	45° 43' 50.9"
8	DC-W1000	50° 53' 24.5"	45° 44' 39.4"
9	DC-W1500	50° 53' 01.4"	45° 44' 39.4"
Станции ПЭК по морской трассе трубопровода «Каламкас-море – Бузачи»			
1	WLS-101	50° 57' 39.9"	45° 40' 45.2"
3	WLS-103	50° 58' 13.7"	45° 41' 07.3"
4	WLS-201	51° 01' 56.0"	45° 37' 06.4"
6	WLS-203	51° 02' 32.9"	45° 37' 25.9"
7	WLS-301	51° 06' 02.7"	45° 33' 20.2"
9	WLS-303	51° 06' 21.3"	45° 33' 29.7"
10	WLS-401*	51° 10' 07.2"	45° 29' 37.1"
12	WLS-403	51° 10' 48.3"	45° 29' 51.6"
13	WLS-501	51° 14' 16.8"	45° 25' 48.5"
15	WLS-503	51° 14' 51.9"	45° 26' 09.5"
16	WLS-601	51° 18' 26.9"	45° 22' 05.1"
18	WLS-603	51° 19' 03.2"	45° 22' 25.1"

Примечание: **Станции с сете-тралопостановками и исследованием ихтиопланкона.*

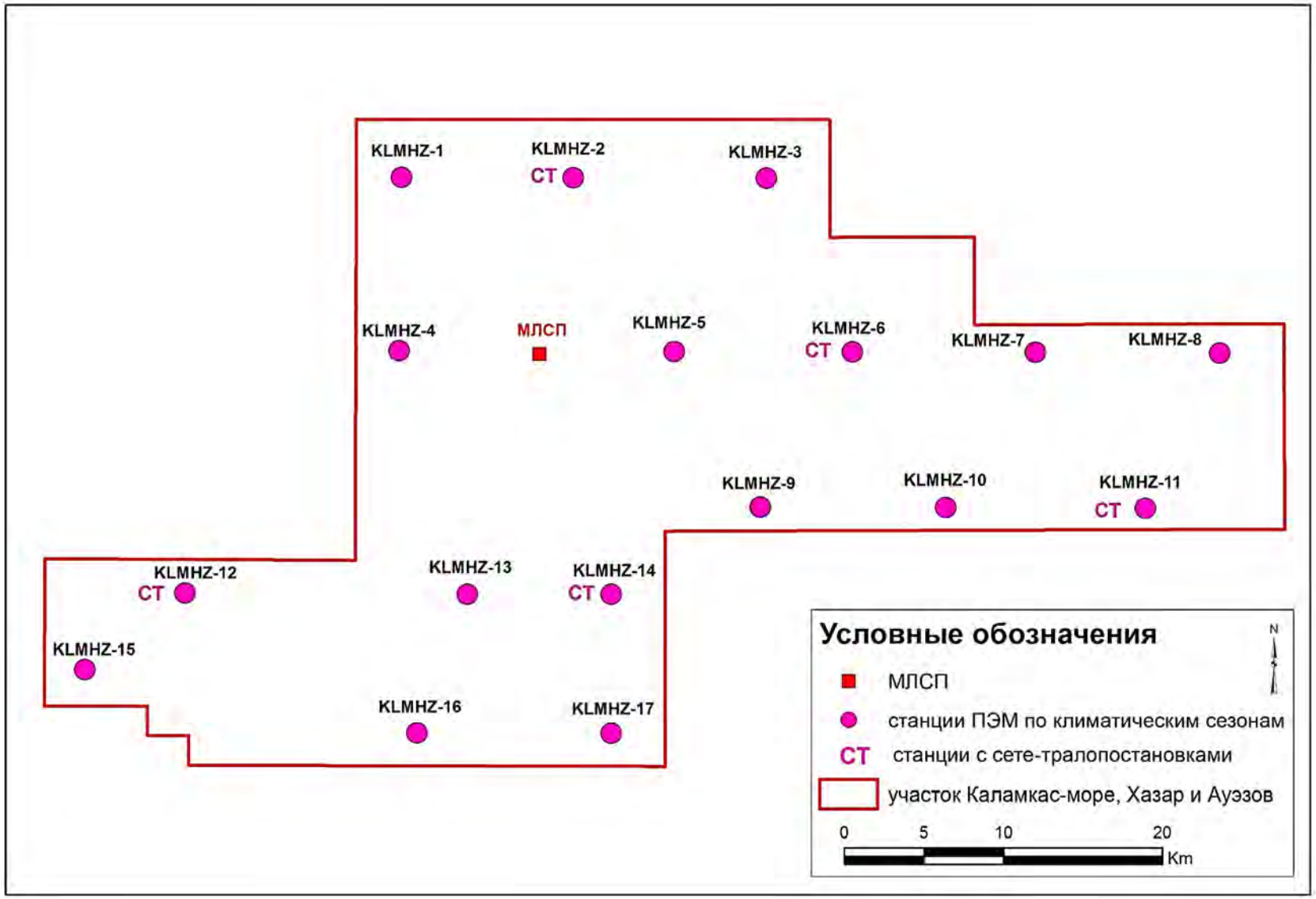


Рисунок 9.1. Рекомендуемая схема расположения станций мониторинга на участке «Каламкас-море»

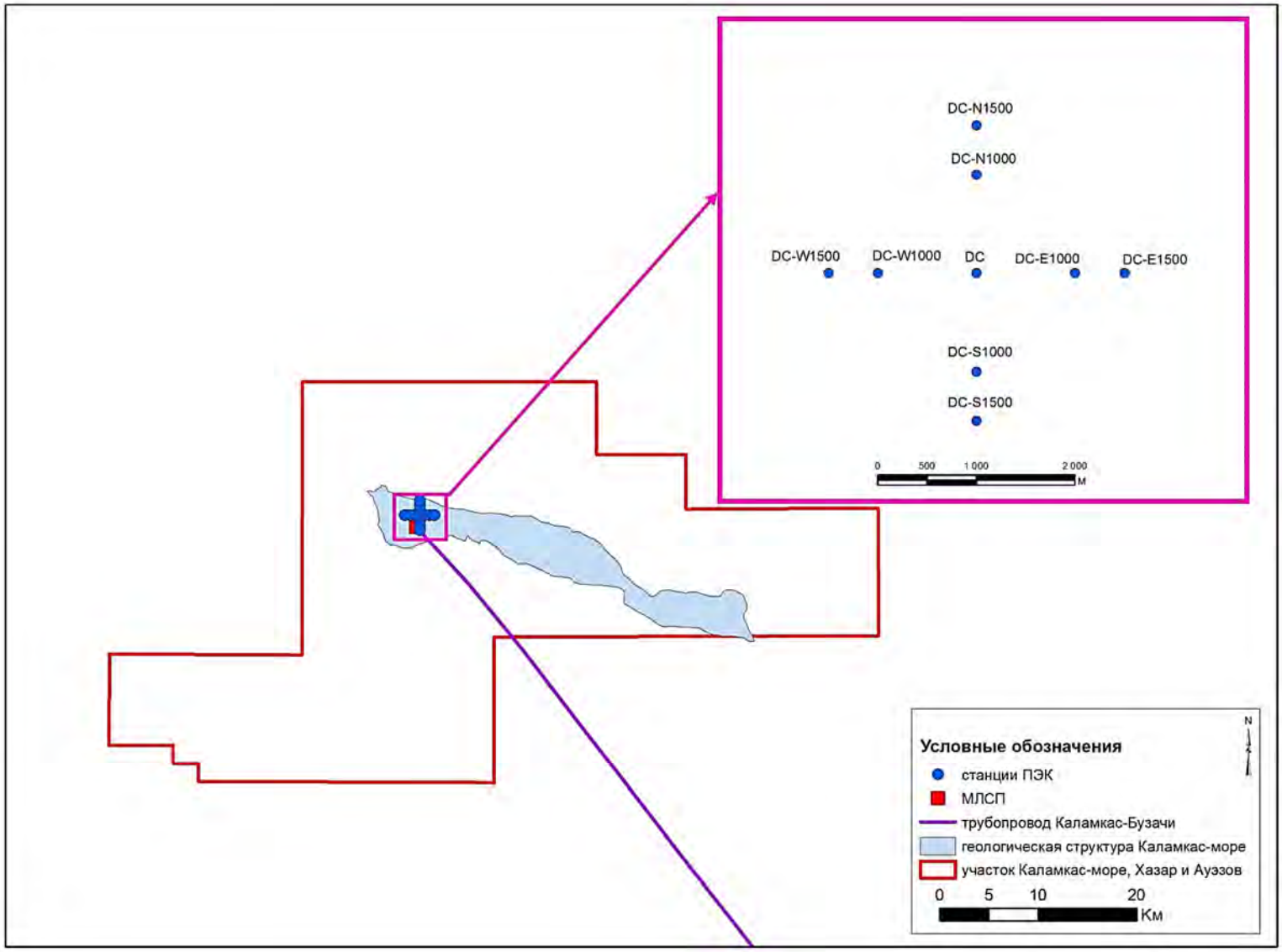


Рисунок 9.2. Рекомендуемая схема расположения станций мониторинга в районе дислокации МЛСП

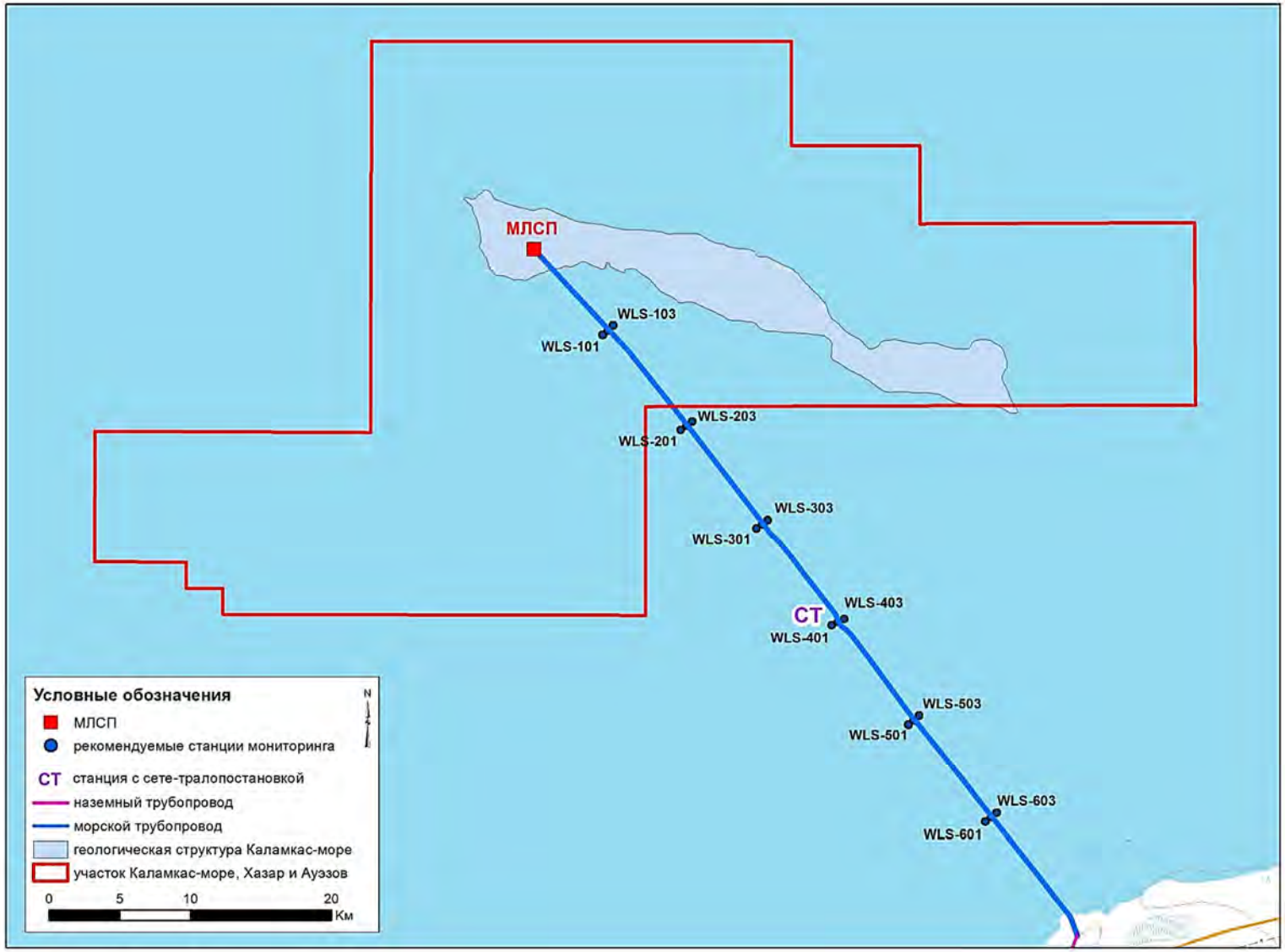


Рисунок 9.3. Рекомендуемая схема расположения станций мониторинга по морской трассе трубопровода «Каламкас-море - Бузачи»

9.1.1. Исследование качества атмосферного воздуха

Мониторинг воздействия на атмосферный воздух проводится в рамках соблюдения экологического законодательства Республики Казахстан и нормативов качества окружающей среды.

Контролируемые метеорологические параметры и параметры качества атмосферного воздуха представлены в таб. 9.1.2.

Таблица 9.1.2 Контролируемые параметры состояния атмосферного воздуха

Станции мониторинга	Контролируемое вещество	НМУ	Периодичность контроля	Методика проведения контроля
Гидрометеорологические параметры				
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500, DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-W1500 • WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403, WLS-501, WLS-503, WLS-601, WLS-603	Общие метеоусловия (облачность (%); Направление и скорость ветра (м/с) Температура (˚С) Влажность воздуха (%) Атмосферное давление (кПа или мм.рт.ст.) Атмосферные осадки (мм) Высота волн (балл)	не рассчитывается	по 3-м климатическим сезонам	Экспресс анализ
Состояние атмосферного воздуха				
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500, DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-W1500 • WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403, WLS-501, WLS-503, WLS-601, WLS-603	SO_2, NO, NO_2, CO, H_2S, CH_4, предельные углеводороды: C_1-C_5, C_6-C_{10}, C_{12}-C_{19}	не рассчитывается	по 3-м климатическим сезонам	СТ РК 2036-2010 МВИ-4215-002-56591409-2009 СТ РК 2.302-2021

Методы проведения мониторинга воздействия

Методы метеорологических и гидрологических наблюдений

Метеорологические и гидрологические наблюдения осуществляются на всех станциях *(in situ)* параллельно с замером качества атмосферного воздуха. Измерения показателей направления и скорости течения морской воды выполняются в поверхностном и придонном горизонтах водной толщи. Для проведения метеорологических наблюдений может применяться измеритель параметров микроклимата «Метеоскоп-М» или его аналоги.

Методы контроля качества атмосферного воздуха

Замер показателей качества атмосферного воздуха выполняется с применением газоанализаторов типа ГАНК-4 или других аналогичных приборов, с учетом требований и рекомендаций ГОСТ 17.2.3.01-86 «Правила контроля качества воздуха населенных пунктов», п.4 РД 52.04.186-89 «Руководство по контролю загрязнения атмосферы», ПР РК 52.2.01-98 «Руководство по гидрометеорологическим работам на морских береговых станциях и постах» и ПР РК 52.2.09-99 «Наставление гидрометеорологическим станциям и постам. Часть 2.4. Гидрологические наблюдения на озерах и водохранилищах». Казгидромет.

Репрезентативное место для выполнения замеров или отбора проб воздуха на палубе корабля выбирается таким образом, чтобы максимально снизить влияние посторонних

источников выбросов (в данном случае выхлопная труба корабля) на результаты измерений. Отбор проб по каждому из определяемых ингредиентов проводится в пяти повторностях с целью получения репрезентативных результатов.

Полученные результаты замеров сравниваются с максимально разовыми предельно допустимыми концентрациями (ПДКм.р.) или ориентировочными безопасными уровнями воздействия (ОБУВ) для населенных мест согласно Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций (Пр. МЗ РК от 02.08.2022 г. № ҚР ДСМ-70).

9.1.2. Исследование состояния поверхностных вод

Наблюдения за состоянием морских вод проводятся на всех станциях, что позволяет оценить последствия проводимых работ на морскую среду и включают:

Состояние водной поверхности

- наличие любых плавучих нефтепродуктов или жирового пятна на поверхности воды;
- наличие или скопление водорослей на участке;
- данные, если таковые имеются, об увеличении мутности воды;
- наличие любого пенообразующего вещества или других веществ на морской поверхности.

Изменение гидрологических параметров, определение гидрофизических и гидрохимических показателей – контролируемые параметры и периодичность наблюдений приведены в таблице 9.1.3.

Отбор проб воды и замер гидрофизических параметров выполняется на двух горизонтах по сокращенной программе согласно ГОСТ 17.1.3.08-82 «Охрана природы. Гидросфера. Правила контроля качества морских вод» и СП РК 3.05-105-2014 «Проектирование, строительство и монтаж стационарных сооружений при проведении нефтяных операций на море и внутренних водоемах» подповерхностного – в пределах одного метра от поверхности моря и придонного – 1 м от дна. При глубинах менее 5 метров, гидрологические, гидрофизические измерения и отбор проб воды проводятся с одного горизонта – в пределах одного метра от поверхности.

Таблица 9.1.3 Контролируемые гидрохимические показатели морской воды

Станции мониторинга	Контролируемые параметры	ПДК (мг/дм^3)	Периодичность контроля	Метод анализа
Гидрологические параметры				
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500, DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-W1500 • WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403, WLS-501, WLS-503, WLS-601, WLS-603	Определение глубины водного слоя: Определение прозрачности	- -	по 3-м климатическим сезонам	Измерение (метрический)
Гидрофизические исследования				
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500, DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-	Определение температуры; Измерение водородного показателя (pH);	- -	по 3-м климатическим сезонам	Экспресс анализ

Станции мониторинга	Контролируемые параметры	ПДК (мг/дм^3)	Периодичность контроля	Метод анализа
W1500 • WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403, WLS-501, WLS-503, WLS-601, WLS-603	Измерение показателя Определение содержания растворенного кислорода; Определение мутности; Определение общего содержания взвешенных веществ Определение солености (минерализации); Определение электропроводности	- - - - - -		
Гидрохимические исследования				
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500, DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-W1500 • WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403, WLS-501, WLS-503, WLS-601, WLS-603	$БПК_5$, ХПК, азот аммонийный, азот нитратный, азот нитритный, азот общий, фосфор общий, ОКУ ПАУ, СПАВ (АПАВ), фенолы, тяжелые металлы: Al As Ba Cd Cr Cu Fe Hg Ni Pb V Zn	3,0 - - 0,5 0,08 40 - - 0,05 - 0,1 - 0,01 2,0 0,01 -- 0,005 0,05 0,0001 0,01 0,01 0,001 0,05	по 3-м климатическим сезонам	Оксиметрический Спектрофотометрический Спектрофотометрический Спектрофотометрический Спектрофотометрический Спектрофотометрический Спектрофотометрический Хроматографический Хроматографический Флуориметрический Атомно-эмиссионно спектрометрический или вольтампер-параметрический

В рамках контроля качества воды в водных объектах, в которые отводятся сточные воды, необходимо периодически проводить анализ качества морской воды в аккредитованных лабораториях. Перечень наблюдаемых параметров в каждом водном объекте аналогичен составу сбрасываемых сточных вод.

Учитывая отсутствие объёмов сбрасываемых сточных вод, мониторинг данного воздействия на контрактной территории ТОО «Kalamkas Khazar Operating» не предусматривается.

Методы проведения мониторинга воздействия

По результатам исследований на каждом этапе определяется индекс загрязненности воды.

Методы гидрологических и гидрофизических исследований

Измерение гидрофизических параметров: соленость, температура, мутность, концентрация растворенного кислорода, электропроводность, pH морской воды выполняется с помощью портативного многопараметрического анализатора типа «Horiba-53G» или гидрологического CTD оборудования, применимого для работы на соответствующих глубинах непосредственно в толще воды.

Определение прозрачности воды проводится с помощью диска Секки Ø300 мм с точностью отсчета – 0,05 м.

Глубина водного слоя определяется с помощью лота, а при больших глубинах (свыше 50 м) с применением эхолота.

Методы гидрохимических исследований

При гидрохимических исследованиях морской воды отбор проб морской воды проводится в соответствии с положениями стандартов ISO 5667-2:1991 Качество воды. Часть 2: Руководство по методам отбора проб, СТ РК ISO 5667-9:2017 Качество воды. Часть 9: Руководство по отбору проб морской воды и ГОСТ 17.1.5.04-81 Охрана окружающей среды. Гидросфера. Инструменты и приспособления для отбора проб, первоначальная обработка и хранение проб природной воды.

Отбор проб воды производится с помощью зондов/батометров. Перед каждым отбором образца проводится полная очистка пробоотборников.

В зависимости от вида анализа отобранная морская вода по необходимости фильтруется, растаривается в емкости в соответствии с требованиями аналитических лабораторий и методов анализа, далее пробы консервируются согласно принятых методик. Хранение и транспортировка проб выполняется в соответствии с положениями стандарта СТ РК ISO 5667-3-2017 Качество воды. Отбор проб. Часть 3. Консервация и обработка проб воды.

9.1.3. Исследование состояния донных отложений

Мониторинг состояния (качества) донных отложений, является наиболее надежным индикатором изменений, происходящих в морской среде при проведении работ и проводится на основе исследования гидрофизических и гидрохимических показателей.

Определение гидрофизических и гидрохимических показателей, микробиологические исследования – контролируемые параметры и периодичность наблюдений представлены в таблице 9.1.4.

Таблица 9.1.4 Контролируемые гидрохимические показатели донных отложений

Станции мониторинга	Контролируемые параметры	ПДК, мг/м^2	Периодичность измерений	Метод анализа
Гидрофизические исследования				
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500, DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-W1500 • WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403, WLS-501, WLS-503, WLS-601, WLS-603	Eh, Температура, Гранулометрический состав Органический углерод	- - - -	по 3-м климатическим сезонам	Экспресс анализ
Гидрохимические исследования				
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500, DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-W1500 • WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203,	ОКУ ПАУ фенолы тяжелые металлы: Al As Ba Cd	- - - - - - - -	по 3-м климатическим сезонам	Хроматографический Хроматографический Спектрофотометрический Атомно-эмиссионно спектрометрический или вольтампер-параметрический

Станции мониторинга	Контролируемые параметры	ПДК, мг/м^2	Периодичность измерений	Метод анализа
WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403, WLS-501, WLS-503, WLS-601, WLS-603	Cr Cu Fe Hg Ni Pb V Zn	- - - - - - - -		
Микробиологические исследования				
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500, DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-W1500 • WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403, WLS-501, WLS-503, WLS-601, WLS-603	Видовой состав, общая численность, общая биомасса, количественное распределение индикаторных групп морской микрофлоры (сапрофитные, нефтеокисляющие бактерии, актиномицеты и грибы)	-	по 3-м климатическим сезонам	Руководство по методам гидробиологического анализа, Госкомгидромет

Методы проведения мониторинга воздействия

Отбор проб (образцов) донных отложений выполняется согласно общим требованиям, установленным в стандартах СТ РК ISO 5667-19:2013 Качество воды. Часть 19: Руководство по отбору проб морского осадка и ГОСТ 17.1.5.01-80 «Охрана окружающей среды. Гидросфера. Общие требования к отбору проб донных осадков для оценки степени загрязнения водных объектов» с применением дночерпателей с площадью захвата 0,1 м^2.

Отбор проб на общее содержание углеводородов осуществляется с верхнего слоя осадка (0-2 см) с помощью лопатки из нержавеющей стали путем соскоба с четвертой части поверхности. Для определения содержания алифатических и ароматических углеводородов в донных осадках отбирается проба весом ≈ 250 г мокрой массы.

Отбор проб на содержание тяжелых металлов с верхнего слоя осадка (0-2 см) производится с помощью пластиковой лопатки путем соскоба с четвертой части новой поверхности ≈ 250 г мокрой массы.

Отбор проб на содержание фенолов аналогичен отбору проб на тяжелые металлы.

Отбор проб для гранулометрического анализа производится с применением инструмента из нержавеющей стали путем соскоба с оставшейся части поверхности осадка ≈ 450 г мокрой массы.

Все пробы отбираются в пакеты ПХВ (ZipLock). Дальнейшее хранение и транспортировка проб осуществляется в термокулерах с поддержанием условной температуры -18˚С, а также в соответствии с требованиями аналитических лабораторий и методов анализа.

Гидрохимическое исследование проб донных отложений на содержание: фенолов, углеводородов, ПАУ, тяжелых металлов, органического углерода, включая исследование грансостава, проводятся в лабораторных условиях, согласно аккредитованных методов.

Измерение окислительно-восстановительного потенциала донных осадков производится в соответствии с требованиями исследовательской лаборатории и методов анализа.

Измерения окислительно-восстановительного потенциала и температуры осадков выполняются на 2-х глубинах образца – 1 и 4 см. Полевые показания окислительно-восстановительного потенциала (Е0) конвертируются в значения Eh (редокс-потенциал относительно водородного электрода) с помощью формулы:

$$Eh = E0 + 203 – 0,76(T-25),$$

где T – температура осадка (по Цельсию).

Отбор проб для микробиологического анализа производится согласно Руководству по методам гидробиологического анализа..., 1983. Для упаковки образцов донных отложений на микробиологические исследования применяются емкости в соответствии с требованиями исследовательской лаборатории и методов анализа, а также инструменты для отбора образцов из нержавеющей стали, не влияющих на жизнедеятельность микроорганизмов.

Перед отбором образца на микробиологические исследования, наружная часть перчаток и края пакетов ПХВ (ZipLock) обрабатываются (стерилизуются) спиртом, а инструмент термостерелизуется с применением горелки.

Навески проб на микробиологические исследования отбираются из образца донных отложений с глубины 0-2 см и весом ≈ 50-70 гр. до отбора проб на гидрохимический анализ. Образцы навесок не подлежат консервации и хранятся при температуре, не превышающей +6 ºС. Дальнейшая транспортировка образцов навесок для исследований осуществляется в термокулерах с поддержанием заданной температуры.

Исследование образцов на микробиологические исследования проводится в соответствии с «Руководством по методам гидробиологического анализа, 1983». После проращивания образцов на различных субстратах численность микробиологических организмов определяется счетным методом, а общая масса методом перерасчёта по переводным таблицам в мг/м^2.

9.1.4. Исследование состояния морской биоты (фитопланктон, зоопланктон, ихтиопланктон, бентос, водная растительность, ихтиофауна)

Мониторингом предусмотрено проведение исследований за жизненным состоянием морских гидробионтов:

- фитопланктона;
- зоопланктона;
- ихтиопланктона;
- бентоса;
- водной растительности;
- ихтиофауны.

Исследуемые показатели и частота наблюдений, представлены в таблице 9.1.5.

Таблица 9.1.5 Исследуемые показатели морской биоты

Точки отбора проб	Замеряемые параметры	Периодичность контроля	Методика проведения контроля
Фитопланктон, зоопланктон			
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500, DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-W1500 • WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403, WLS-501, WLS-503, WLS-601, WLS-603	Видовой состав; общая численность клеток фитопланктона/общее количество экземпляров зоопланктона; общая биомасса; состав доминантов; численность и биомасса основных групп и видов, уровень сапробности	по 3-м климатическим сезонам	Руководство по методам гидробиологического анализа, Госкомгидромет

Точки отбора проб	Замеряемые параметры	Периодичность контроля	Методика проведения контроля
	Ихтиопланктон (сиртон)		
• KLMHZ-2, KLMHZ-6, KLMHZ-11, KLMHZ-12, KLMHZ-14 • WLS-401	Состав ихтиопланктона (икра, личинки рыб), общая численность, общая биомасса	по 1-му климатическому сезону (весна)	Руководство по методам гидробиологического анализа, Госкомгидромет
	Бентос		
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500, DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-W1500 • WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403, WLS-501, WLS-503, WLS-601, WLS-603	Видовой состав, общая численность, общая биомасса организмов, биомасса и численность основных групп и видов, доминирующие виды и группы по численности и биомассе	по 3-м климатическим сезонам	Руководство по методам гидробиологического анализа, Госкомгидромет
	Водная растительность		
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500, DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-W1500 • WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403, WLS-501, WLS-503, WLS-601, WLS-603	Флористический состав, процент распространения видов в сообществах, структура сообществ, обилие и проективное покрытие видов в %, степень трансформации растительности	по 3-м климатическим сезонам	Руководство по методам гидробиологического анализа, Госкомгидромет
	Ихтиофауна		
• KLMHZ-2, KLMHZ-6, KLMHZ-11, KLMHZ-12, KLMHZ-14 • WLS-401	<u>Бенто-пелагическое сообщество рыб</u> Видовой состав рыб и его распределение в районе исследований; общая численность и общая биомасса по видам; улов на усилие/га по видам рыб и орудиям лова; наличие редких и охраняемых видов рыб, их количественное соотношение в улове. Индексы разнообразия: доминирования, равномерности распределения, Маргалефа, Шеннон-Уивера	по 3-м климатическим сезонам	Руководство по методам гидробиологического анализа, Госкомгидромет Инструкции по сбору и первичной обработке материалов водных ресурсов Каспийского бассейна и среды их обитания, КаспНИИРХ Руководство по изучению рыб (преимущественно пресноводных), Правдин
• KLMHZ-2, KLMHZ-6, KLMHZ-11, KLMHZ-12, KLMHZ-14 • WLS-401	<u>Нектонное сообщество рыб</u> Видовой состав рыб и его распределение в районе исследований; общая численность и биомасса; улов на усилие/га по видам рыб и орудиям лова; наличие редких и охраняемых видов рыб, их количественное соотношение в улове; размерная структура уловов; возрастной состав уловов; для видов, составляющих ядро сообщества: индивидуальные биологические характеристики рыб (Q-общая масса, q-масса тела без внутренностей, L-общая длина рыбы, ℓ - длина рыбы без хвостового плавника, пол, стадия зрелости, возраст, плодовитость, темпы линейного роста); половой состав уловов и стадия половой зрелости	по 3-м климатическим сезонам	Руководство по методам гидробиологического анализа, Госкомгидромет Инструкции по сбору и первичной обработке материалов водных ресурсов Каспийского бассейна и среды их обитания, КаспНИИРХ Руководство по изучению рыб (преимущественно пресноводных), Правдин

Точки отбора проб	Замеряемые параметры	Периодичность контроля	Методика проведения контроля
	рыб; наличие внешних паразитов, их локализация и количество, наличие полостных паразитов, их количество и вес; наличие отклонений (уродств) от типичного морфологического облика вида. Индексы разнообразия: доминирования, равномерности распределения, Маргалефа, Шеннон-Уивера		

Методы проведения мониторинга воздействия

Отбор образцов фитопланктона, зоопланктона, ихтиопланктона и бентоса проводится в соответствии с гидробиологическими методами, принятыми в Республике Казахстан (Руководство по методам гидробиологического анализа..., 1983; Методические рекомендации по сбору и обработке материалов при гидробиологических исследованиях..., 1984). Отбор образцов фитопланктона и зоопланктона производится согласно требованиям стандарта ISO 5667-2:1991 – Качество воды. Часть 2: «Качество воды. Часть 2: Руководство по методам отбора проб», и СТ РК ISO 5667-3:2017 – Качество воды. Часть 3. «Качество воды. Руководство по консервации и обращению с пробами воды».

Отбор образцов фитопланктона

Для определения качественных и количественных характеристик фитопланктона пробы отбирают одновременно с пробами морской воды. Отбор проб фитопланктона осуществляется путем забора воды на утроенной глубине прозрачности. Компилированный образец с фитопланктоном отбирается батометром из поверхностного слоя воды через каждый метр, до глубины утроенной прозрачности, из которого отбирается образец для исследований объемом в 1 л. Образец фиксируется 37,5% формалином до достижения концентрации 2%. Обработка отобранных образцов фитопланктона производится в стационарной лаборатории.

Идентификация фитопланктона производится под микроскопом по определителям: Забелина и др., 1951; Голлербах и др., 1953; Прошкина, Макарова, 1968; Асаул, 1975. Исследование образцов фитопланктона проводится в соответствии с «Руководством по методам гидробиологического анализа..., 1983». Просчет клеток и колоний водорослей проводится в счетной камере Богорова. Расчет численности ведется в миллион клеток на 1 $м^3$ воды. Масса клеток устанавливается методом объемов. Перемножением ее на численность определяется биомасса видов, групп и сообщества в мг или г/$м^3$.

Отбор образцов зоопланктона

Сбор зоопланктона производится методом тотального вертикального облова от дна до поверхности с использованием сети Джеди. Образец фиксируется 37,5% формалином до достижения концентрации 2%. Обработка отобранных образцов зоопланктона производится в стационарной лаборатории.

Идентифиция зоопланктона проводится по определителям гидрофауны (Атлас беспозвоночных Каспийского моря, 1968; Определитель фауны Черного и Азовского морей, 1969; Кутикова, 1970; Определитель пресноводных беспозвоночных..., 1977, 1995). Исследование образцов зоопланктона проводится в соответствии с «Руководством по методам гидробиологического анализа..., 1983». Подсчет численности зоопланктона проводится в камере Богорова, индивидуальная масса особей определяется по уравнениям линейно-весовой зависимости на основе промеров. Численность и масса планктеров рассчитывается в тыс.экз./$м^3$ и мг/$м^3$. Степень сложности планктонных сообществ устанавливается индексом Шеннона-Уивера.

Отбор образцов ихтиопланктона (сиртона)

Ихтиопланктон (сиртон) облавливался ихтиопланктонной сетью ИКС-40 параллельно с тралениями бимтралом и протяженностью облова не менее 500 метров. Образцы ихтиопланктона (сиртона) консервируются 4% формалином (из расчета 1/10 - 40% формалина к объёму жидкости в пробе).

Исследование образцов ихтиопланктона проводится в соответствии с «Руководством по методам гидробиологического анализа..., 1983». Подсчет численности ихтиопланктона проводится в камере Богорова, Численность и общая масса сиртонов рассчитывается в тыс.экз./м^3 и мг/м^3. Степень сложности ихтиопланктонных сообществ устанавливается индексом Шеннона-Уивера.

Отбор образцов бентоса

Образец для отмучивания бентоса отбираются дночерпателем Ван Вина или его аналогами. Каждый образец отмучивается от мелких фракций грунта на сите № 23. Отмытый грунт с животными фиксируется 4% раствором формалина с добавлением красителя – бенгальского розового. Обработка отобранных образцов бентоса производится в стационарной лаборатории.

Идентификация бентоса проводится по определителям (Атлас беспозвоночных Каспийского моря, 1968; Определитель фауны Черного и Азовского морей, 1968, 1969, Исследование образцов бентоса проводится в соответствии с «Руководством по методам гидробиологического анализа..., 1983». Численность животных определяется счетным методом, масса – взвешиванием на торсионных и чашечных весах. Расчет численности и биомассы ведется в экз./м2 и мг/м2. При оценке сложности структуры ценоза используется информационный индекс Шеннона-Уивера.

Отбор образцов водной растительности

Образцы растительности отбираются из образцов, отобранных дночерпателем или из траловых уловов бимтрала, её идентификация проводится по определителям гидрофауны Каспийского моря (А.Г. Касымов "Каспийское море", 1987 г., Иллюстрированный определитель растений Казахстана. 2. Алма-Ата, 1972).

Обор образцов ихтиофауны

Образцы рыб отбираются с учетом рекомендаций DIN EN 14962:2006 «Качество воды. Руководство по объёму и выбору методов отбора проб рыб», «Инструкции по сбору и первичной обработке материалов водных ресурсов Каспийского бассейна и среды их обитания, КаспНИИРХ», «Руководством по методам гидробиологического анализа..., 1983», «Руководство по изучению рыб (преимущественно пресноводных), Правдин, 1966, а также принятых методик в РК.

Обловы нектонного (проходные, полупроходные виды) сообщества рыб проводятся комплексным методом на основе ихтио-гидроакустических исследований с параллельным применением активных (бимтрал) и пассивных (жаберные сети) орудий рыболовства.

Обловы бенто-пелагического сообщества рыб выполняется с применением стандартного бимтрала.

Предложенные методы отвечают общим требованиям стандарта ISO 23893-1 Качество воды. Биохимические и физиологические измерения на рыбах и DIN EN 14962-2006 Руководство по распространению и выбору методов отбора проб рыбы.

Видовая идентификация устанавливается по сводкам «Рыбы Казахстана», 1986-1992. Возраст рыб определялся под бинокулярном МБС по общепринятым методикам (Правдин,

1966; Чугунова, 1959). При определении зрелости рыб используется общепринятая шкала зрелости (Правдин, 1966).

Обработка уловов проводится на судне по индивидуальным биологическим характеристикам: Q – общая масса, q – масса тела без внутренностей, L – общая длина, l – длина без хвостового плавника, возрастной и половой состав, стадия развития гонад, наличие отклонений (мутации, уродств) от типичного морфологического облика вида, наличие внешних паразитов. При наличии в уловах самок на IV стадии зрелости определяется их абсолютная индивидуальная плодовитость.

По результатам тралового улова рассчитывается улов на усилие (численность/га и биомасса/га).

9.1.5. Исследование орнитофауны и тюленей

При мониторинге *орнитофауны* основное внимание уделяется регулярно встречающимся индикаторным видам морских птиц, а также редким водоплавающим видам, находящимся под угрозой исчезновения и особо чувствительным к изменениям ОС, также выделяются наиболее чувствительные для птиц производственно-операционные участки и зоны, на которых необходимо применять особые меры по снижению возможного негативного воздействия.

Визуальные наблюдения за *тюленями* проводятся только на станциях мониторинга по 3-м климатическим сезонам и на линейных станциях по морской трассе трубопровода «Каламкас-море – Бузачи».

Показатели наблюдений представлены в таблице 9.1.6.

Таблица 9.1.6 Показатели и периодичность мониторинга орнитофауны и тюленей

Станции мониторинга	Замеряемые параметры	Периодичность измерений	Методика проведения контроля
Орнитофауна			
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500 DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-W1500 • DWS-101, DWS-103, DWS-201, DWS-203, WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403	Видовой состав, численность, характер пребывания и особенности размещения на исследуемой территории, миграционная и кормовая активность птиц, реакция на источники воздействия	по 3-м климатическим сезонам	Методические рекомендации для проведения учета отдельных видов диких животных утвержденные приказом КЛиОХ МСХ РК № 191 от 23.08.2005 г.
Тюлени			
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500 DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-W1500 • DWS-101, DWS-103, DWS-201, DWS-203, WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403	Численность и встречаемость, характер пребывания и особенности размещения на контролируемой территории	по 3-м климатическим сезонам	Методические рекомендации для проведения учета отдельных видов диких животных утвержденные приказом КЛиОХ МСХ РК № 191 от 23.08.2005 г.

Примечание: *Проведение мониторинга тюленей в зимний период при ледоставе предполагается на основе вертолётного облета контрактной территории.*

Методы проведения мониторинга воздействия

Учет птиц и тюленей в весенний, летний и осенний периоды производится с борта судна. Ширина учетной полосы варьирует от 50 м для мелких представителей животного мира до 250 м – для крупных особей. Одновременно фиксируются направление движения, скорость перемещения, поведение, погодные и другие условия, в соответствии с общепринятой методикой (Методы учета основных охотничье-промысловых и редких животных Казахстана, 2003). Данные учета в последующем пересчитываются на 1 или 10 км маршрута.

9.1.6. Радиационный мониторинг

Радиационный контроль (гамма съемка) не предполагается, учитывая отсутствие потенциальных источников гамма-излечения и радиационного загрязнения на контрактной территории ТОО «Kalamkas Khazar Operating» в рамках планируемых производственных операций.

9.1.7. Обеспечение качества измерений

Мониторинг воздействия осуществляются лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия.

Отбор проб различных сред и их анализ проводится строго в соответствии с утвержденными методиками и на оборудовании, занесенном в регистр РК и прошедшем поверку. Лаборатории представляют свидетельства о прохождении поверки на каждый прибор, используемый для лабораторных исследований в рамках контракта, а также результаты калибровки оборудования.

Отбор проб для обеспечения контроля качества проводится с целью оценки точности методов отбора проб, лабораторных данных, а также эффективности очистки оборудования в полевых условиях.

Контрольные пробы

С целью определения репрезентативности аналитических исследований морской воды на каждом этапе мониторинга отбираются две контрольные пробы (дублирующие пробы) для любой базовой станции, но с изменённым идентификационным номером. Данный метод позволяет оценить соблюдение (прослеживаемость) аналитических методов в лабораториях по идентичности полученных результатов в пределах допустимой погрешности.

Также, в рамках процедуры прослеживаемости – консервируется один образец на основе дистиллированной воды, для условного определения концентрации ОКУ, что также позволяет оценить «точность» лаборатории в единообразном выполнении соответствующих процедур при подготовке и анализе проб.

Промытые пробы

Промытые пробы применяются для оценки эффективности очистки оборудования в полевых условиях. С этой целью проводят смыв дистиллированной водой очищенного оборудования (батометра), затем проводят стандартную подготовку смыва для лабораторного анализа на определение концентрации ОКУ. Этот метод позволяет определить коэффициент эффективности очистки оборудования.

Обеспечение качества инструментальных измерений при проведения экологического мониторинга осуществляется путем аудита оборудования и методов на соответствие требованиям законодательства РК. В целях обеспечения качества/контроля качества во время проведения аудита, который проводится 1 раз в год, исследуемые пробы

окружающей среды отбираются в присутствии специалистов Оператора и проходят полный процесс анализа согласно внутренним процедурам лабораторий, включая дубликаты, холостые пробы, пробы транспортировки до момента предоставления результатов анализов – выдачу протокола испытаний.

В соответствии с требованиями Интегрированной Системы Менеджмента (ISO 9001, 14000, 18000), качество инструментальных измерений обеспечивается соблюдением процедур по:

- сертификации персонала (квалификация), работающего с приборами;
- сертификации и поверке средств измерений в рамках требований законодательства «О техническом регулировании» РК и технических регламентов;
- регламентной юстировке (калибровке) приборов согласно технических регламентов;
- внутренние аудиты и внешние СМ в части контроля качества и прослеживаемости инструментальных измерений (замеров);
- сертификации по межлабораторные сличительным испытаниям (МЛСИ).

При необходимости, Оператор может предусмотреть проведение процедуры внешнего контроля с привлечением референтной лаборатории.

9.2. КОМПЛЕКСНЫЕ НАЗЕМНЫЕ (СУХОПУТНЫЕ) ИССЛЕДОВАНИЯ

Мониторинг воздействия при наземных комплексных исследованиях осуществляется с целью оценки воздействия на состояния окружающей среды в прибрежной и береговой зонах п-ва Бузачи.

Комплексные исследования охватывают все объекты природной среды суши, которые могут подвергаться прямому и косвенному воздействию в процессе производственно-операционных работ:

- воздушный бассейн;
- подземные воды;
- почвенный покров;
- растительность;
- таксономические группы животного мира.

Перечень параметров соответствует рекомендациям «Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и представления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля».

Согласно Правил, работы на участке «Трасса наземного трубопровода» проводятся на 15 линейных станциях мониторинга, размещенных с учетом планируемых работ (рис. 9.4).

Станции мониторинга на линейных объектах (трубопроводы) размещаются на профилях с шагом в десять километров и с перпендикулярным разносом на пятьсот метров вправо и влево от базовой линии трассы.

Координаты станций мониторинга по сухопутной трассе трубопровода «Каламкас-море – Бузачи» приведены в таблице 9.2.1.

Таблица 9.2.1 Координаты станций мониторинга по сухопутной трассе трубопровода «Каламкас-море – Бузачи» (в системе WGS 84)

Станции мониторинга		Координаты в системе WGS 84	
		Северная широта - N	Северная широта - N
1	KLL-BS-01	45˚ 18' 30,5"	51˚ 22' 50,9"
2	KLL-BS-02	45˚ 17' 20,0"	51˚ 23' 10,0"
3	KLL-BS-03	45˚ 16' 06,4"	51˚ 22' 22,0"
4	KLL-BS-04	45˚ 15' 15,3"	51˚ 21' 18,6"
5	KLL-BS-05	45˚ 14' 47,4"	51˚ 19' 30,9"
6	KLL-BS-06	45˚ 13' 51,2"	51˚ 18' 13,9"
7	KLL-BS-07	45˚ 12' 39,4"	51˚ 17' 27,1"
8	KLL-BS-08	45˚ 11' 31,2"	51˚ 17' 02,1"
9	KLL-BS-09	45˚ 10' 16,8"	51˚ 17' 45,4"
10	KLL-BS-10	45˚ 09' 07,8"	51˚ 17' 31,5"
11	KLL-BS-11	45˚ 07' 52,7"	51˚ 16' 48,3"
12	KLL-BS-12	45˚ 06' 42,2"	51˚ 16' 48,8"
13	KLL-BS-13	45˚ 05' 43,4"	51˚ 18' 07,0"
14	KLL-BS-14	45˚ 05' 39,0"	51˚ 20' 01,2"
15	KLL-BS-15	45˚ 05' 25,0"	51˚ 21' 54,0"

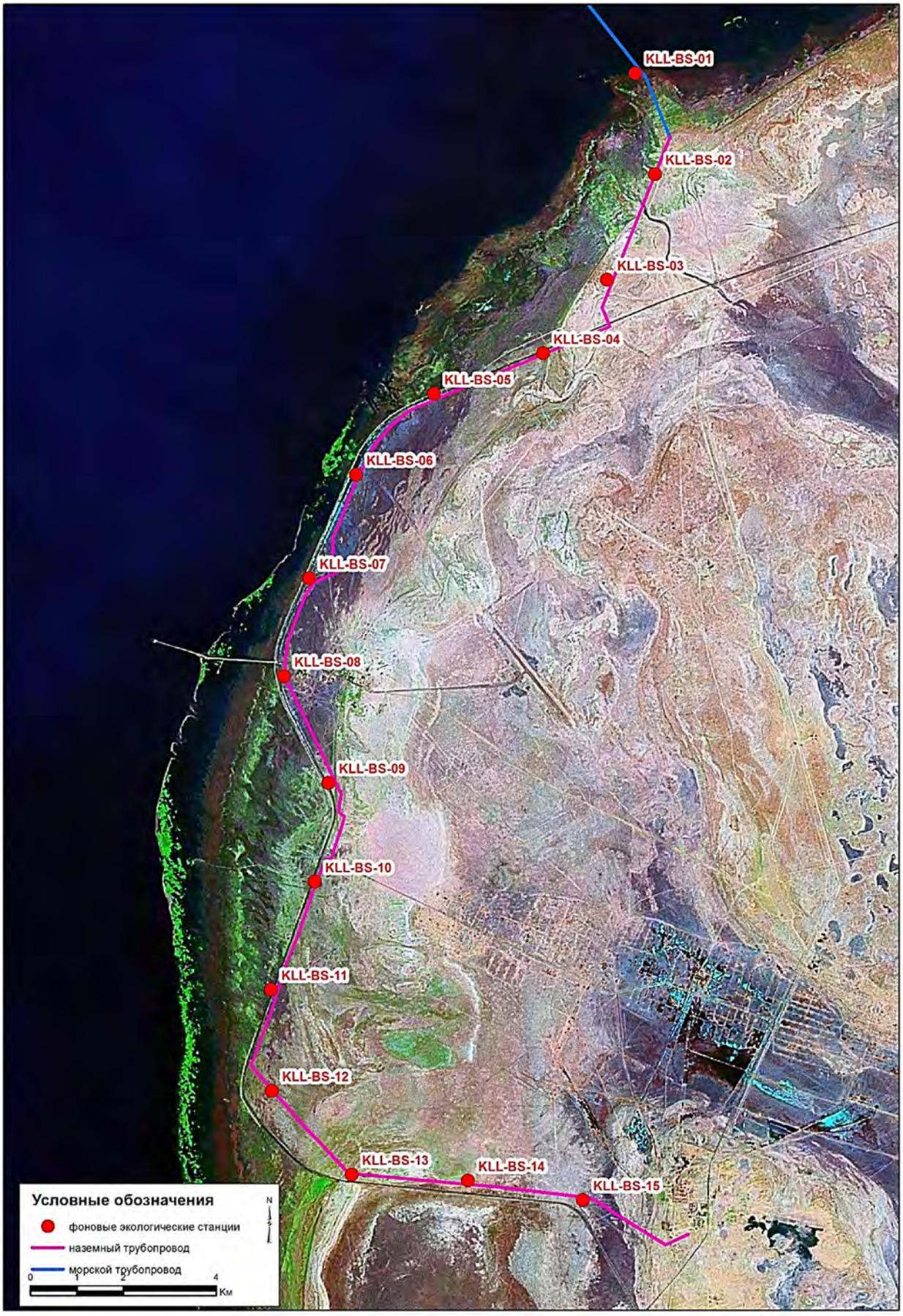


Рисунок 9.4. Рекомендуемая схема расположения станций мониторинга по сухопутной трассе трубопровода «Каламкас-море – Бузачи»

9.2.1. Исследование качества атмосферного воздуха

Мониторинг воздействия на атмосферный воздух проводится с целью контроля соблюдения экологического законодательства Республики Казахстан и нормативов качества окружающей среды.

Контролируемые метеорологические параметры и параметры качества атмосферного воздуха представлены в таб. 9.2.2.

Таблица 9.2.2 Контролируемые параметры состояния атмосферного воздуха

№ контрольной точки (поста)	Контролируемое вещество	НМУ	Периодичность контроля	Методика проведения контроля
Метеорологические параметры				
KLL-BS 01-15	Общие метеоусловия (облачность (%); Направление и скорость ветра (м/с) Температура (˚С) Влажность воздуха (%) Атмосферное давление (кПа или мм.рт.ст.) Атмосферные осадки (мм)	не рассчитывается	по 3-м климатическим сезонам	Экспресс анализ
Состояние атмосферного воздуха				
KLL-BS 01-15	SO_2, NO, NO_2, CO, H_2S, CH_4, предельные углеводороды: C_1-C_5, C_6-C_{10}, C_{12}-C_{19}	не рассчитывается	по 3-м климатическим сезонам	СТ РК 2036-2010 МВИ-4215-002-56591409-2009 СТ РК 2.302-2021

Методы проведения мониторинга воздействия

Методы метеорологических наблюдений

Метеорологические наблюдения проводятся на всех станциях (in situ) параллельно с замером качества атмосферного воздуха.

Методы контроля качества атмосферного воздуха

Контроль качества атмосферного воздуха должен проводиться в соответствии с п.4 РД 52.04.186-89 «Руководство по контролю загрязнения атмосферы».

Место для проведения замеров или отбора проб воздуха на палубе корабля выбирается таким образом, чтобы максимально снизить влияние посторонних источников выбросов (в данном случае выхлопная труба корабля) на результаты измерений. Отбор проб по каждому из определяемых ингредиентов проводится в пяти повторностях с целью получения репрезентативных результатов.

Продолжительность замеров для определения разовых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе составляет 20 минут.

Конкретные требования к методам исследования и средствам отбора проб индивидуальны для каждого загрязняющего вещества и описываются в методиках.

Для проведения метеорологических наблюдений может применяться измерительный прибор или его аналог – измеритель параметров микроклимата «Метеоскоп-М».

Определение качества атмосферного воздуха выполняется с применением газоанализаторов типа ГАНК-4 или других аналогичных приборов, с учетом требований п.4 РД 52.04.186-89 «Руководство по контролю загрязнения атмосферы», ПР РК 52.2.01-98 «Руководство по гидрометеорологическим работам на морских береговых станциях и

постах» и ПР РК 52.2.09-99 «Наставление гидрометеорологическим станциям и постам. Часть 2.4. Гидрологические наблюдения на озерах и водохранилищах». Казгидромет.

Полученные результаты замеров сравниваются с максимально разовыми предельно допустимыми концентрациями (ПДКм.р.) или ориентировочными безопасными уровнями воздействия (ОБУВ) для населенных мест в соответствии с Гигиеническими нормативами к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций (Пр. МЗ РК от 02.08.2022 г. № ҚР ДСМ-70).

9.2.2. Исследование состояния подземных вод

Для контроля состояния подземных вод в районе основных объектов берегового (наземного) технологического комплекса (БТК), таких как резервуары нефти, резервуары дизельного топлива, а также пруды-испарители очищенных сточных вод должна быть создана мониторинговая сеть наблюдательных скважин: по 4-5 скважин по периметру каждого объекта, включая пруды-испарители. Глубина скважин – 5-10 м. Мониторинг будет заключаться в контроле уровней подземных вод в районе объектов и контроле химического состояния подземных вод. Перечень контролируемых показателей: pH, сухой остаток, нефтепродукты, фенолы, тяжелые металлы (Zn, Cu, Pb) (табл. 9.2.3).

Таблица 9.2.3 Контролируемые гидрохимические показатели подземных вод

Станции мониторинга	Контролируемые параметры	ПДК (мг/дм^3)	Периодичность контроля	Метод анализа
Гидрологические исследования				
Объекты БТК	Глубина скважин	-		Измерение (метрический)
Гидрофизические исследования				
Объекты БТК	Температура; Показатель (pH); Общее содержание взвешенных веществ	- - - -	по 4-м климатическим сезонам	Экспресс анализ
Гидрохимические исследования				
Объекты БТК	Фенолы; Тяжелые металлы: Cu Pb Zn	0.1 - 0,01 0,05	по 4-м климатическим сезонам	Спектрофотометрический Атомно-эмиссионно спектрометрический или вольтампер-параметрический

В районе прудов-испарителей к этому перечню добавятся: БПК$_{полн.}$, ХПК, хлориды, сульфаты, железо общее, СПАВ, азот аммонийный, нитраты, нитриты, фосфаты.

9.2.3. Исследование состояния почвенного покрова

Мониторинг почв осуществляется в зоне воздействия с целью контроля за загрязнением земель в результате прямого или косвенного механического воздействия на почвенно-растительный покров, а также его загрязнения веществами, организмами или микроорганизмами, которые создают существенный риск причинения вреда окружающей среде и здоровью населения.

На всех станциях мониторинга вдоль наземной трассы нефтепровода (включая БТК) проводится мониторинг почвенного покрова по параметрам, представленным в таблице 9.2.4.

Таблица 9.2.4 Мониторинг загрязнения почвенного покрова

Точки отбора проб	Наименование контролируемых веществ	Предельно-допустимая концентрация, миллиграмм на килограмм (мг/кг)	Периодичность	Метод анализа
KLL-BS 01-15	Гумус, Общий азот pH водной вытяжки Карбонатные основания Поглощенные основания Общ. анализ водной вытяжки Гранулометрический состав	- - - - - - -	по 2-м климатическим сезонам (весна, осень)	Титриметрический Экспресс анализ
KLL-BS 01-15	Нефтепродукты Тяжелые металлы***** (валовое содержание и подвижные формы: Zn Cu Pb	> 100 55 33 32	по 2-м климатическим сезонам (весна, осень)	Хроматографический Атомно-эмиссионно спектрометрический или вольтампер-параметрический

Примечание: ** - ПДК ориентировочное (ОДК).*

Методы проведения мониторинга воздействия

Отбор проб (образцов) почвы выполняется согласно общим требованиям и рекомендациям ГОСТ 17.4.3.01-83 Общие требования по отбору проб почвы, ГОСТ 17.4.4.02-84 «Методы отбора и подготовки проб почвы», СТ РК 1289-2004 «Грунты. Отбор, упаковка, транспортирование и хранение образцов», а также правил, методических указаний и инструкций ПР РК 52.5.06-03 «Правила по экологическому мониторингу», Пр. МООС № 65-п «Инструкция по отбору проб при контроле загрязнения почв нефтью и нефтепродуктами», Пр. МООС № 66-п МУ «Организация и порядок проведения аналитического контроля загрязнения почв», РД 39-0147098-015-90 «Инструкция по контролю за состоянием почв на объектах предприятий Миннефтепрома».

Образцы почв отбираются на площадке 10х10м (5 точечных проб) методом конверта на каждой станции, раздельно с двух горизонтов 0-5 и 5-20 см. Пробы отбираются раздельно инструментом из нейтрального материала. Компилированные (объединённые пробы) на общий анализ отбираются массой (сухой вес) не менее 1 кг, а на содержание тяжелых металлов (валовые и подвижные формы) и нефтепродуктов не менее 250 г.

Все пробы растариваются в пакеты ПХВ (ZipLock) или в мешочки х/б в соответствии с требованиями испытательных лабораторий и методов анализа. Далее просушенные образцы почвы транспортируются в лаборатории в термокулерах с поддержанием заданной температуры, не превышающей +6˚С.

9.2.4. Исследование состояния растительности

Изучение растительного покрова проводится в зоне воздействия с целью оценки нарушения видового состава сообществ растительности, а также изменения проективного покрытия в результате прямого или косвенного механического воздействия на почвенно-растительный покров, а также его загрязнения веществами, организмами или микроорганизмами, которые создают существенный риск причинения вреда окружающей среде и здоровью населения.

Методы проведения мониторинга воздействия

Исследование растительного покрова проводится согласно рекомендаций правил ПР РК 52.5.06-03 «Правила по экологическому мониторингу».

Описание проектных (контрактных) территорий основывается на маршрутном обследовании ландшафта с учетом количественного и таксономического состава растительных сообществ в полосе шириной от 30 до 100 м (в зависимости от состава сообществ и ареала распространения) вдоль трассы наземного трубопровода и включает оценку:

- *биотического компонента природной среды* участвующий в формировании синузий растительных сообществ;
- *уровня антропогенной нагрузки* на природную среду (вырубки, гари, перевыпас скота, механическое нарушение, повреждение техногенными выбросами) – изменение видового состава, уменьшение проективного покрытия и продуктивности;
- *влияния геотехногенного влияния* (осушения, опустынивания).

Описание растительности в месте расположения станции выполняется по определителям растений с выявлением охраняемых видов и присутствия дигрессивных видов. Маршрутные точки наблюдений и отметки фиксации синузий и эндемиков описываются в полевом журнале и фиксируются с помощью навигационной системы GPS.

Основное внимание уделяется изучению условий произрастания растительности в естественной среде и возможному влиянию на них различных ограничивающих факторов.

9.2.5. Исследование состояния животного мира и орнитофауны

Комплексное исследование таксономических групп животного мира проводится в зоне воздействия, с целью оценки воздействия на видовой состав сообществ животного мира в результате прямого или косвенного механического или физического воздействия (шум, свет и т.д.), которые создают существенный риск причинения комплексного вреда окружающей среде.

Методы проведения мониторинга воздействия

Исследование таксономических групп животного мира проводится согласно рекомендаций правил Пр. № 191 КЛОХ МСХ РК от 23.08. 2005 года «Об утверждении Методических рекомендаций для проведения учета отдельных видов диких животных» и ПР РК 52.5.06-03 «Правила по экологическому мониторингу», а также методических указаний «Полевые исследования по экологии наземных позвоночных животных. М., 1953».

Исследование основывается на маршрутном учёте (за условный день) количественных показателей видового состава птиц, млекопитающих, пресмыкающихся, земноводных и беспозвоночных вдоль трассы наземного трубопровода.

Во время прохождения маршрутных учетов в полосе шириной 30 м подсчитываются встреченные грызуны и их жилые норки. Число обнаруженных на маршруте нор делится на пройденное расстояние, а затем пересчитывается на 1 кв. км. Маршрутные точки наблюдений и отметки обнаружения представителей животного мира описываются в полевом журнале и фиксируются с помощью навигационной системы GPS.

Описание видового состава встреченных по маршруту представителей таксономических групп животного мира выполняется по определителям, с учетом оценки их жизненного состояния.

9.2.6. Радиационная обстановка

В районе размещения БТК и вдоль наземной трассы нефтепровода при необходимости осуществляется мониторинг радиационной обстановки (таблица 9.2.5).

Маршрутная гамма-съемка вдоль трассы трубопровода проводится с использованием поисковых гамма-радиометров. Естественный уровень мощности эквивалентной дозы

(МЭД) внешнего гамма-излучения на природных ландшафтах в РК в среднем составляет от 0,1 до 0,2 мкЗв/час, в предгорных и горных районах – до 0,25 мкЗв/час.

Таблица 9.2.5 Радиационный мониторинг

Станции мониторинга	Установленный норматив микрозиверт в час (мкЗв/час)	Фактический результат мониторинга (мкЗв/час)	Превышение нормативов «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», кратность	Мероприятия по устранению нарушения (с указанием сроков)
KLL-BS 01-15	0,25	0,05 – 0,06	-	-

Методы проведения мониторинга воздействия

Исследование проектных (контрактных) территорий основывается на маршрутной гамма-съёмке в соответствии с рекомендациями СП РК 2 04-109-2013 «Радиационный контроль на объектах строительства, предприятиях стройиндустрии и строительных материалов», а также Пр. МНЭ РК № 155 от 27.02.15г., № 261 от 27.03.15г. «Санитарно-эпидемиологические правила к обеспечению радиационной безопасности». Радиационный контроль (гамма-съемка) проводится на всех станциях мониторинга параллельно с замерами метеорологических параметров.

В период комплексных исследований, также осуществляется контроль за радиационной обстановкой на неучтенных «стихийных» свалках металлолома, нефтесодержащего шлама и др. отходов, бытовой техники и т.д. с вероятными источниками ионизирующего излучения.

РАЗДЕЛ 10. ПОСЛЕПРОЕКТНЫЙ АНАЛИЗ

Согласно ст.78 Экологического Кодекса (ЭК) 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 особенности, необходимо приведение данных:

- об отсутствии превышения объемов эмиссий в окружающую среду;
- не превышения допустимых объемов технологически неизбежного сжигания сырого газа на факельных установках;
- об отсутствии превышения объемов водопотребления на производственные нужды;
- соответствие показателей качества сбрасываемых производственных стоков в пруды-испарители установленным значениям;
- не превышения объемов газа для закачки в пласт.

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.

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.

Проведение послепроектного анализа проводится в соответствии с «Правилами проведения послепроектного анализа», утвержденного Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 1 июля 2021г. № 229.

РАЗДЕЛ 11. ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Оценка воздействия на окружающую среду - процесс выявления, изучения, описания и оценки на основе соответствующих исследований возможных существенных воздействий на окружающую среду при реализации намечаемой деятельности.

Для намечаемой деятельности оценка воздействия на окружающую среду является обязательной, в соответствии пп.2.1, п.2, раздела 1, приложения 1 Экологического кодекса.

Требования к разработке и содержанию настоящего отчета о возможных воздействиях на окружающую среду от намечаемой деятельности изложены в ст. 72 Экологического кодекса.

Требования ЭК направлены на обеспечение экологической безопасности, предотвращение вредного воздействия любой хозяйственной деятельности на естественные экологические системы, сохранение биологического разнообразия и организацию рационального природопользования.

Оценка воздействия выполнена по данным следующих материалов:

- Проекта разработки месторождения Каламкас-море (Атырауский филиал ТОО «КМГ-Инжиниринг», 2023);
- Экологических исследований в районе планируемых работ, выполненных в период 2016-2019 гг. ТОО «Казэкопроект» и ТОО «Казахстанское Агентство Прикладной Экологии»;
- Проектов-аналогов при разработке морских газонефтяных месторождений.

Процедура организации и проведения экологической оценки устанавливается в «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

Контроль за соблюдением требований экологического законодательства при проведении оценки воздействия на окружающую среду возложен на Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов РК.

РАЗДЕЛ 12. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

При выполнении настоящего отчета о возможных воздействиях трудностей не возникало, в связи с тем, что для намечаемой деятельности существуют известные и практически применимые технические возможности.

Уровень современных научных знаний достаточен для осуществления намечаемой деятельности, с соблюдением экологических норм и правил.

КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

1. ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Месторождение Каламкас-море расположено в Казахстанском секторе Каспийского моря, на расстоянии 120 км к юго-западу от месторождения Кашаган. Административно рассматриваемая территория расположена в пределах Мангистауской области, в 220 км к северу от г. Актау, от базы Баутино на расстоянии 145 км. Обзорная карта приведена на рис. 1.1.

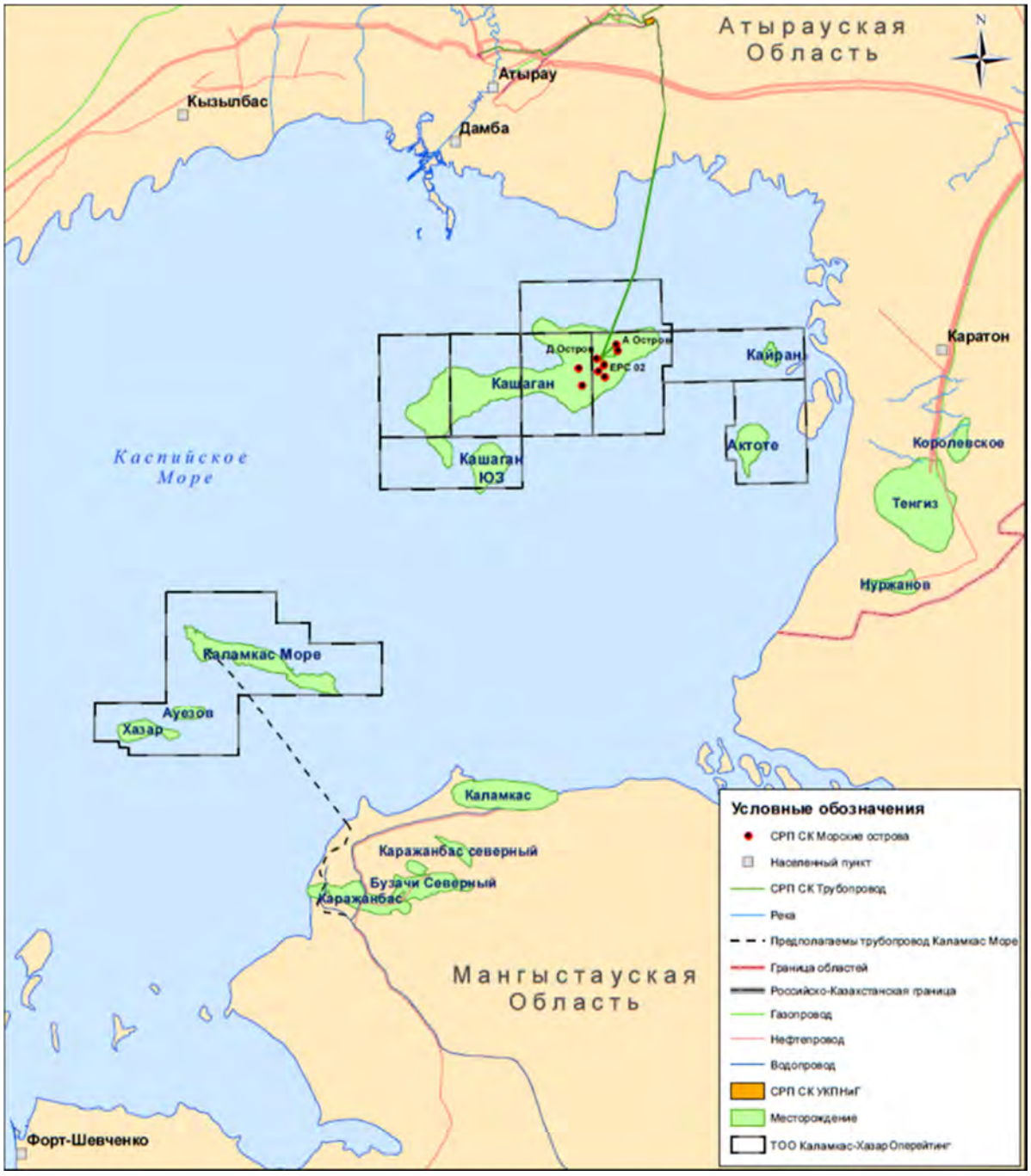


Рисунок 1.1. Обзорная карта расположения месторождения Каламкас-море

Координаты блока, на котором находится месторождение Каламкас-море приведены в таблице 1.1, а местоположение блока, а также граница контура нефтеносности показаны на рисунке 1.2.

Таблица 1.1 Координаты месторождений Каламкас-море

Угловые точки	Координаты угловых точек в град., мин., сек	
	Северная широта	Восточная долгота
1	45° 52' 00"	50° 45' 00"
2	45° 52' 00"	51° 08' 00"
3	45° 48' 00"	51° 08' 00"
4	45° 48' 00"	51° 15' 00"
5	45° 45' 00"	51° 15' 00"
6	45° 45' 00"	51° 30' 00"
7	45° 38' 00"	51° 30' 00"
8	45° 38' 00"	51° 00' 00"
9	45° 30' 00"	51° 00' 00"
10	45° 30' 00"	50° 37' 00"
11	45° 31' 00"	50° 37' 00"
12	45° 31' 00"	50° 35' 00"
13	45° 32' 00"	50° 35' 00"
14	45° 32' 00"	50° 30' 00"
15	45° 37' 00"	50° 30' 00"
16	45° 37' 00"	50° 45' 00"

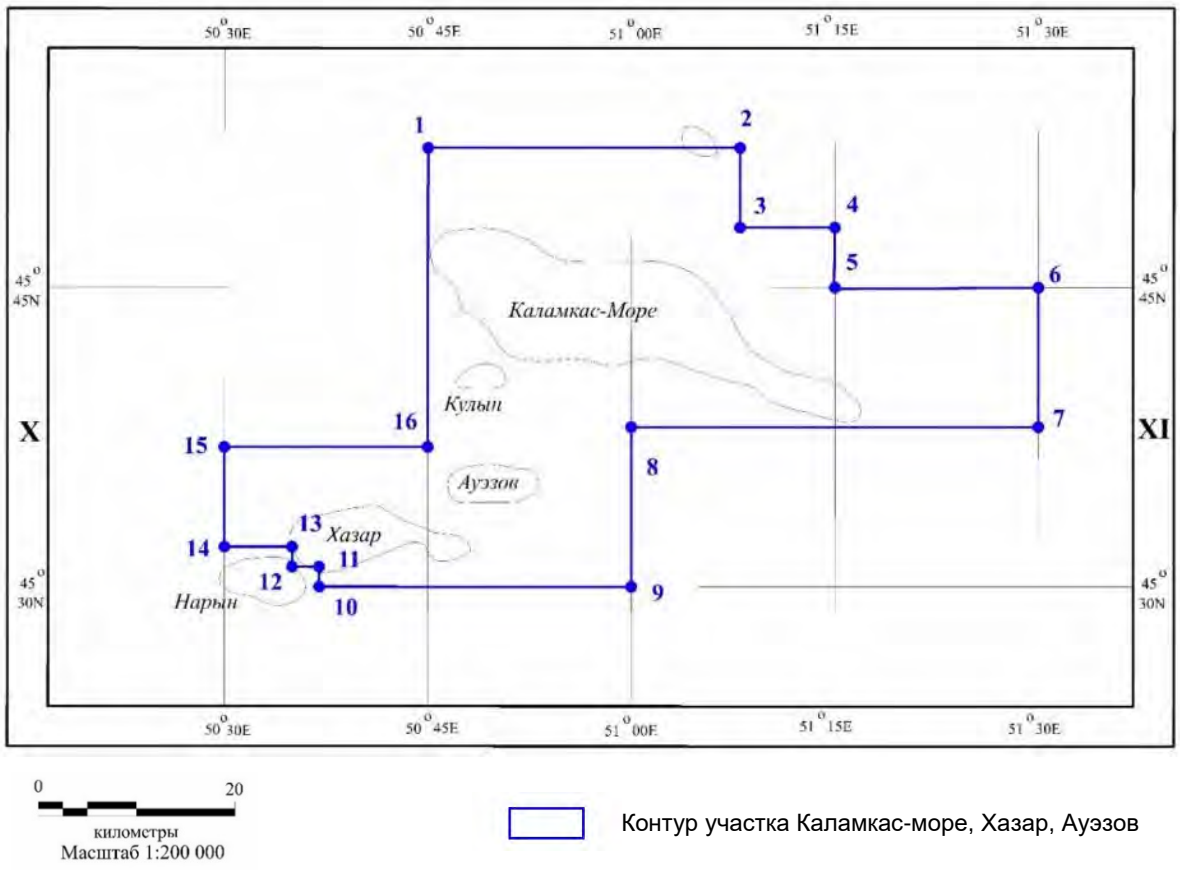


Рисунок 1.2. Расположение месторождения Каламкас-море

2. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ

Месторождение Каламкас-море находится в Мангистауской области. Территория Мангистауской области составляет 165 642 км^2. Область представлена 3 городами, 59 селами в составе 5 районов, 34 сельскими администрациями.

Береговой технологический комплекс (БТК) планируется разместить на территории Тупкараганского района Мангистауской области. Территория района равна 8,5 тыс. км^2. В Тупкараганском районе (на начало 2023 г.) находится 1 город, 5 сел, 5 сельских администраций. Административный центр - город Форт-Шевченко.

2.1. ЧИСЛЕННОСТЬ НАСЕЛЕНИЯ И ДЕМОГРАФИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА

Численность населения Мангистауской области на 1 января 2023г. составила 766,9 тыс. человек, в том числе городского – 346,9 тыс. человек (45,2%), сельского – 420,1 тыс. человек (54,8%). По сравнению с 1 январем 2022г. численность населения увеличилась на 21,0 тыс. человек или на 2,8%. Естественный прирост населения за этот период составил 18,5 тыс. человек.

В январе-декабре 2022 г. по сравнению с январем-декабрем 2021 г. число прибывших в Мангистаускую область увеличилось на 2,9%, выбывших из Мангистауской области на 2,7%.

Основной миграционный обмен по внешней миграции происходит с государствами СНГ. Доля прибывших из стран СНГ и выбывших в эти страны составила 96,3% и 90,5% соответственно.

По численности мигрантов, переезжающих в пределах области, сложилось отрицательное сальдо миграции на 653 человека.

Численность населения Тупкараганского района на 1 января 2023г. составила 30,4 тыс. человек.

2.2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ ОСОБО ОХРАНЯЕМЫЕ ПРИРОДНЫЕ ТЕРРИТОРИИ (ООПТ)

На территории Мангистауской области имеется несколько ООПТ (рисунок 2.2.1), созданных Постановлениями Правительства Республики Казахстан:

- Устюртский государственный природный заповедник.
- Актау-Бузачинский государственный природный зоологический заказник республиканского значения.
- Каракия-Каракольский государственный природный зоологический заказник республиканского значения.
- Кендерли-Каракиянская государственная заповедная зона.
- Мангышлакский экспериментальный ботанический сад-филиал РГКП «Институт ботаники и фитоинтродукции» Министерства образования и науки РК.

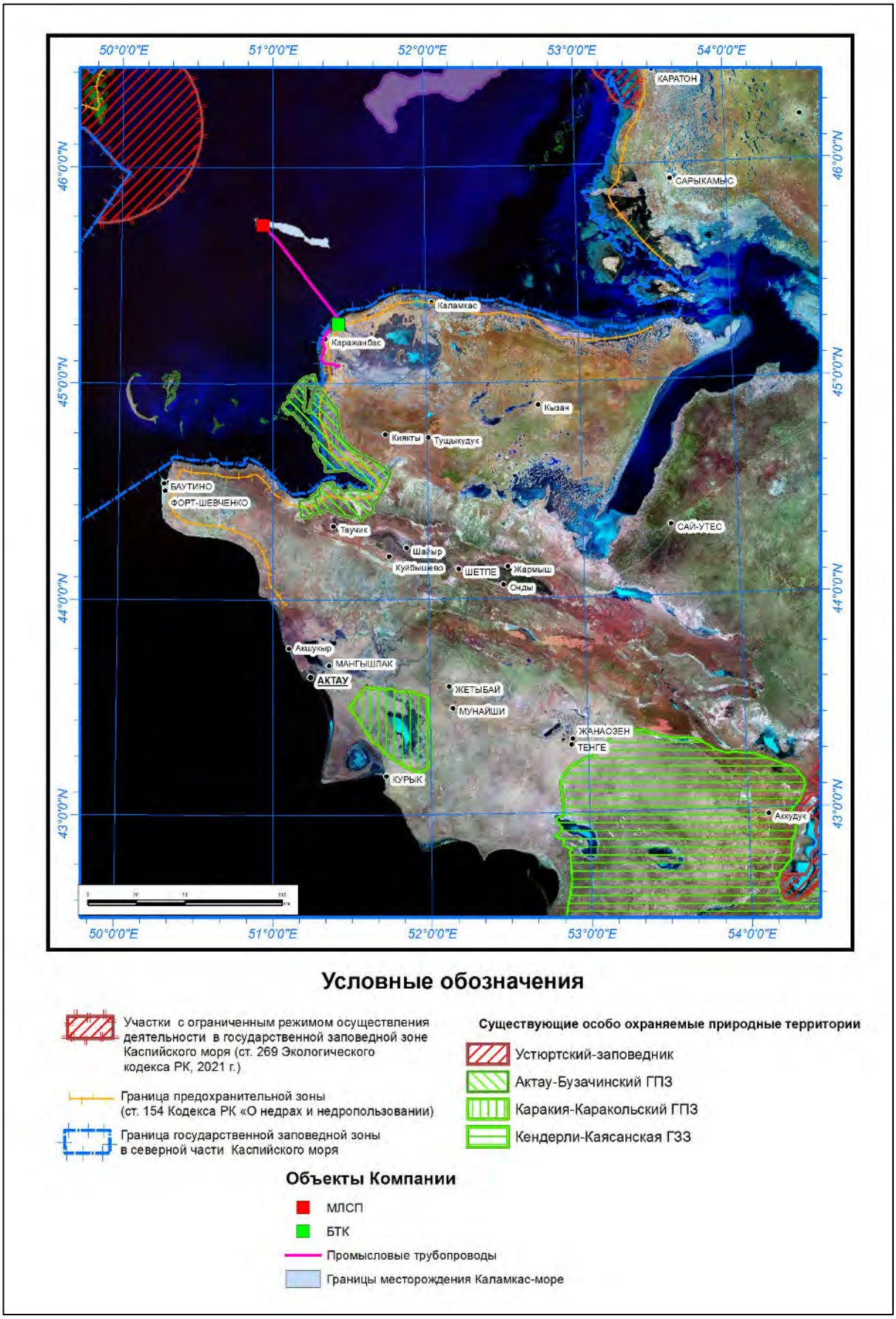


Рисунок 2.2.1. Обзорная схема расположения ООПТ

Актау-Бузачинский государственный природный зоологический заказник республиканского значения впервые создан на площади 170 тыс. га постановлением Совета Министров КазССР от 12.12.1982 г. № 500, после ликвидации вновь был организован постановлением Правительства РК от 27.07.2001 г. № 877 со статусом заказника республиканского значения.

Заказник расположен на юго-западной оконечности полуострова Бузачи и в западной части хребта Северный Актау с прилежащей к нему с севера приморской равниной по обе стороны залива Каспийского моря Кошак.

На территории заказника обитает около 200 лис и столько же корсаков. Очень редко встречаются хищники из семейства куньих – перевязка и ласка. Заметную численность имеет степной хорь. Волков здесь насчитывается до 50. И их численность превышает ту норму, которая для этого района необходима.

Устюртский государственный природный заповедник образован на площади 223,3 тыс. га и расположен на территории Каракиянского района Мангистауской области.

В заповеднике запрещается любая хозяйственная деятельность, за исключением научных, учебных, культурно-просветительных и туристических мероприятий в установленном порядке.

Каракия-Каракольский государственный природный заказник республиканского значения создан на площади 137,5 тыс. га. Основное предназначение заказника – охрана и восстановление редких и исчезающих видов животных, как устюртский муфлон, джейран, каракал, манул, джек и др. Заказной режим охраны заказника предусматривает ограничение хозяйственной деятельности, негативно влияющей на состояние животного мира.

Кендерли-Каясанская государственная заповедная зона создана на площади 1231 тыс. га. Зона расположена в Каракиянском районе Мангистауской области без изъятия земель у землепользователей. Основная задача зоны заключается в восстановлении редких и исчезающих птиц, прежде всего сокола-балобана и джека, а также их пустынных мест обитания. Создание зоны обусловлено как в связи с повсеместным сокращением численности балобана и джека, так и с организацией трофейной охоты на джека, прежде всего для охотников с Ближнего Востока.

Мангышлакский экспериментальный ботанический сад создан на площади 39 га в г. Актау. Государственный ботанический сад является юридическим лицом в форме государственного учреждения. Основная задача Мангышлакского ботанического сада – озеленение населенных пунктов г. Актау, подбор, интродукция и акклиматизация растений в условиях засушливого климата Мангистауской области.

Режим ботанического сада предусматривает охрану, воспроизводство и использование растительного мира, а также использование территории в научных, учебных и культурно–просветительных целях. В настоящее время ботанический сад имеет коллекцию древесных растений и кустарников, в том числе редкие и исчезающие виды.

3. НАИМЕНОВАНИЕ ИНИЦИАТОРА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

ТОО «Kalamkas Khazar Operating»

БИН 230240009235,

010000 г. Астана, ул. Кунаева, 8

Тел.: +7 7172 786578,

Генеральный директор – Исказиев Курмангазы Орынгазиевич.

4. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Разработка месторождения Каламкас-море намечается с целью извлечения нефти из недр с применением для конкретных условий технологий и техники добычи с соблюдением требований рационального недропользования.

Компанией рассмотрены три варианта разработки месторождения Каламкас-море, отличающихся количеством скважин к бурению, режимом разработки (естественное истощение или поддержание пластового давления – ППД), видом рабочего агента закачки.

Для разработки месторождения, по всем вариантам, будет использована морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) с буровой установкой и жилым модулем, предназначенная для размещения устьев добывающих, газо- и водонагнетательных скважин, а также сбора пластовой продукции и транспорта посредством промыслового многофазного трубопровода, проложенного по дну моря, на береговой технологический комплекс (БТК). На МЛСП предусмотрен прием и распределение воды для ППД, а также утилизация попутного газа от БТК в газовую шапку месторождения.

По всем вариантам предусмотрена «полка» добычи нефти, рассчитанная с учетом оптимизированной рациональной системы разработки и составляющая 12 720 м^3/сут или 4000 (±2÷5%) тыс.т/год. Бурение скважин в продуктивной части пластов предполагается с горизонтальным многоствольным заканчиванием.

Расчетный период по всем вариантам составил 50 лет, с 2029 по 2079 годы.

В качестве основного (рекомендуемого) варианта разработки месторождения Каламкас-море выбран вариант 2, в качестве альтернативного – варианты 1 и 3.

Вариант 1 (естественное истощение)

Предусматривает эксплуатацию двух объектов разработки Западного блока, где на I объект запланированы две добывающие горизонтальные скважины для пилотной добычи нефти и доизучения нефтяной оторочки горизонтов Ю-II-III-1 и применением технологии обратной закачки газа в газовую шапку объекта при помощи двух нагнетательных скважин. Для II объекта запланировано бурение индивидуальной сетки многоствольных горизонтальных скважин в количестве 14 единиц с использованием устройств контроля притока флюида. Разработка залежей планируется на естественном режиме истощения пластовой энергии.

Общее количество скважин 18 единиц, из них 16 добывающих и 2 газонагнетательных.

Максимальная добыча нефти ожидается в 2032 г. на уровне 3513,0 тыс.т/год. Ввод скважин в эксплуатацию (добывающие+нагнетательные) предполагается в течение 4-*х* лет: 6 скважин – в 2029 г., 4 – в 2030 г., 6 – в 2031 г., 2 – в 2032 г.

Вариант 2 (рекомендуемый)

Предусматривает разработку объекта I аналогично варианту 1 (2 добывающие и 2 нагнетательные скважины). Для второго объекта также как в первом варианте, предусмотрено бурение индивидуальной сетки многоствольных горизонтальных скважин в количестве 14 единиц и дополнительно с целью ППД предусмотрена организация законтурно-приконтурного заводнения, путем бурения 6 водонагнетательных скважин с избирательной системой размещения.

Общее количество скважин 24 единиц, из них 16 добывающих, 2 газонагнетательных и 6 водонагнетательных.

Максимальный уровень добычи нефти ожидается в 2033 г. и составит 4004,8 тыс.т/год. Ввод скважин в эксплуатацию (добывающие+нагнетательные) предполагается в течение 5 лет: 6 скважин – в 2029 г., 5 – в 2030 г., 6 – в 2031 г., 5 – в 2032 г., 2 – в 2033 г.

Вариант 3 (система ППД)

Данный вариант предусматривает экспорт всего попутно-добываемого газа на объекты третьей стороны. В связи с этим, отличительным решением является отказ от бурения двух газонагнетательных скважин и соответственно прокладки трубопровода с объекта подготовки газа до месторождения.

Общее количество скважин 22 единицы, из них 16 добывающих и 6 водонагнетательных.

Максимальный уровень добычи нефти ожидается в 2033 г. и составит 3986,0 тыс.т/год. Ввод скважин в эксплуатацию (добывающие+нагнетательные) предполагается в течение 5 лет: 6 скважин – в 2029 г., 5 – в 2030 г., 5 – в 2031 г., 5 – в 2032 г., 1 – в 2033 г.

Темп и порядок ввода скважин в эксплуатацию по вариантам приведены в таблице 4.1.1. Основные положения расчетных вариантов разработки представлены в таблице 4.1.2.

Таблица 4.1.1 Темп и порядок ввода проектных скважин по вариантам разработки

Годы	Количество скважин, ед.								
	Вариант 1			Вариант 2			Вариант 3		
	доб.	в/наг.	г/наг.	доб.	в/наг.	г/наг.	доб.	в/наг.	г/наг.
2029	5	-	1	4	1	1	5	1	-
2030	4	-	-	4	1	-	4	1	-
2031	5		1	3	2	1	3	2	-
2032	2	-	-	3	2	-	3	2	-
2033	-	-	-	2	-	-	1	-	-
всего	16	0	2	16	6	2	16	6	0
	18			24			22		

Таблица 4.1.2 Характеристика вариантов разработки

Варианты разработки	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
	Освоение м/р Каламкас-море		
Основной объект разработки	Объект II		
Возвратный объект / объект доизучения	Объект I		
Способ утилизации попутного газа	Топливные нужды		
	Обратная закачка попутного газа в газовую шапку объекта I (Ю-II – Ю-III-1)		Экспорт всего попутного газа
Режим разработки	естественное истощение	с ППД - законтур./приконт. заводнение	
Система и принцип размещения скважин	Неравномерная сетка горизонтальных скважин		
Направление добывающих скважин	Горизонтальные		
Общее кол-во скв., ед.	16 доб. + 2 г/нагн.	16доб. + 6 в/наг. + 2 г/нагн.	16 доб. + 6 в/нагн.
Способ эксплуатации пластов	Фонтанная/ механизированная добыча с применением ЭЦН		
Ограничения	По добывающим скважинам: Ру>1,5 МПа, Рзаб≤Рнас По водонагнетательным скважинам: Ру<15 МПа, По всем нагнетательным скважинам: Рзаб<Рразрыва покрышки		
Подготовка и транспорт нефти	Полная стабилизация нефти; трубопровод на береговой технологический комплекс п-ва Бузачи		
«Полка» добычи нефти и ее продолжительность, годы	4000 (±2÷5%) тыс.т/год / 12720 м3/сут		
	-	2032-2034	2032-2034
Расчетный период разработки, годы	2029 - 2079		

4.1. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

На месторождении Каламкас-море, согласно рекомендуемому варианту предусматривается разработка нефтяных горизонтов 16 добывающими, 6 водонагнетательными и 2 газонагнетательными скважинами.

Проектная глубина для всех скважин не превышает 2100±250м (по вертикали). Бурение скважин на месторождении рекомендуется вести буровыми установками с грузоподъемностью до 4500 кН, типа ZJ-50 или ZJ-70.

Принципиальная технологическая схема сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции месторождения Каламкас-море на рисунке 4.1.1.

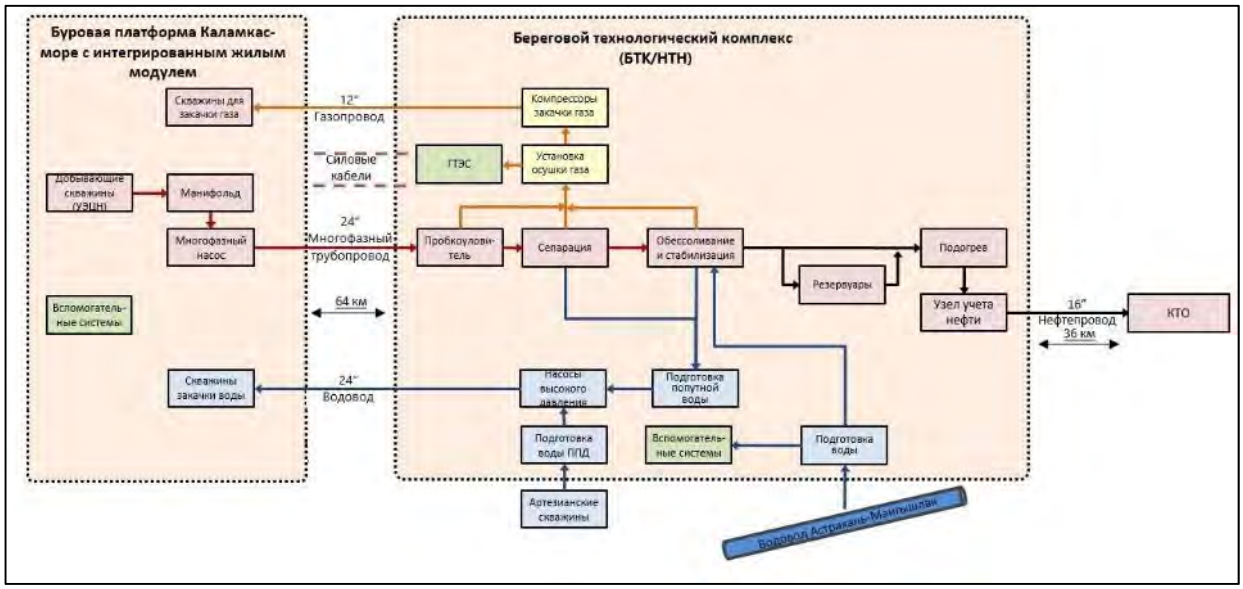


Рисунок 4.1.1. Принципиальная технологическая схема сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции

Газожидкостная смесь от скважин по индивидуальным выкидным трубопроводам ($Д_у$=150 мм) под устьевым давлением поступает на манифольдные установки, имеющие 4 коллектора: 2 основных приемных коллектора и 2 тестовых коллектора. На манифольдах предусмотрены узлы переключающих задвижек для направления продукции скважины на узел учета, где происходит индивидуальный поочередный устьевой замер нефти, газа и воды.

После замера продукция скважины направляется в основной приемный коллектор и общим потоком поступает в мультифазный насос и далее посредством многофазного трубопровода направляется на БТК.

Состав и характеристики оборудования будут уточнены при рабочем проектировании.

Ввод скважин и их обустройство по годам представлены в таблице 4.1.3.

Таблица 4.1.3 Ввод скважин и их обустройство по годам

№	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	в т.ч. по годам				
				2029	2030	2031	2032	2033
1	Подключение проектных добывающих, скважин	ед.	**16**	4	4	3	3	2
	Подключение проектных водонагнетательных скважин		**6**	1	1	2	2	
	Подключение проектных скважин нагнетания газа		**2**	1		1		

№	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	в т.ч. по годам				
				2029	2030	2031	2032	2033
2	Прокладка трубопроводов выкидных и нагнетательных линий (стальные $Д_у$=150 мм)	м	**240**	60	50	60	50	20
3	Прокладка многофазного трубопровода от морской платформы до БТК (стальные $Д_у$=609,6 мм)	км	**64**	64				
	Прокладка экспортного нефтепровода от БТК /НТН до пункта приема КТО (стальные $Д_у$=406,4 мм)	км	**36**	36				
4	Прокладка газопровода от БТК до морской платформы (стальные $Д_у$=304,8 мм)	км	**64**	64				
	Прокладка водовода от БТК до морской платформы (стальные $Д_у$= 609,6 мм)	км	**64**	64				

Требуемая проектная производительность установки подготовки нефти принимается из прогнозных технологических показателей и приведена в таблица 4.1.4.

Таблица 4.1.4 Предварительная производительность установки подготовки скважинной продукции

Годы максимальной прогнозной добычи	Объем поступающей на БТК продукции			Предварительная производительность установки подготовки нефти		
	нефть, тыс.т/год	жидкость, тыс.т/год	газ, млн м³/год	по нефти, тыс.т/год	по жидкости, тыс.т/год	по газу, млн м³/год
нефти: 2033г	4004,8	5961,8	478,6	**4200**	**9000**	**600**
жидкости: 2045г	1202,52	7368,5	311,6			
газа: 2034г	3930,52	6756,4	484,2			

Продукцию месторождений Каламкас-море планируется перекачивать по экспортному наземному трубопроводу товарной нефти длиной 36 км в систему КТО.

Характеристики экспортного трубопровода представлены в таблице 4.1.5.

Таблица 4.1.5 Рекомендованные расчетные параметры трубопровода

Наименование	Наземный участок трубопровода
Наружный диаметр, мм	406,4
Марка стали	X60
Технология изготовления труб	ЭКС
Допуск на коррозию, мм	3
Номинальная толщина стенки, мм	12,0
Толщина и тип антикоррозионного покрытия	3 мм, трехслойный полиэтилен
Толщина (мм) и плотность (кг/м³) бетонного покрытия	Нет

Попутный газ планируется использовать на собственные технологические нужды, выработку электроэнергии, закачку в пласт.

Паспортная суммарная производительность установок компримирования отходящего газа и закачки газа рекомендуемого варианта разработки составляет порядка 0,12 млн. м^3/сут и 1,2 млн. м^3/сут соответственно.

Данные показатели производительности компрессорных установок указаны с учетом наивысшего уровня добычи газа, который согласно технологическим показателям составит 484,2 млн.м^3 в 2034г. для рекомендуемого варианта разработки.

Попутно добываемая вода и альб-сеноманская вода с водозаборных скважин закачивается через нагнетательные скважины в продуктивные пласты месторождения Каламкас-море.

Для выработки электроэнергии будут использованы 3 турбинные энергоустановки, работающие на двух видах топлива (топливный газ и дизельное топливо).

5. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СЛЕДУЮЩИЕ ПРИРОДНЫЕ КОМПОНЕНТЫ И ИНЫЕ ОБЪЕКТЫ

5.1. ЖИЗНЬ И ЗДОРОВЬЕ ЛЮДЕЙ

Здоровье

Потенциальными источниками отрицательного воздействия на здоровье населения при разработке месторождения Каламкас-море могут быть:

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;
- физические факторы (электромагнитное излучение, шум, вибрация);
- образование, транспортировка, утилизация отходов производства и потребления.

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу

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 не будут воздействовать на здоровье населения.

Физические факторы

Потенциальным источником электромагнитного излучения может служить: силовые установки, трансформаторные подстанции, распределительные устройства и т.д. Источники электромагнитного излучения должны 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 предусматриваются 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 дизельные установки, газовые турбины, насосы и другое оборудование, автотранспорт. В связи с удаленным расположением проектируемых объектов от поселков, население не будет подвергаться прямому и косвенному воздействию вибрации при эксплуатации объектов.

Отходы производства и потребления

Все отходы будут собираться и транспортироваться для передачи специализированным организациям для дальнейшего обращения.

Выполнение природоохранных требований, касающихся сбора, транспортировки, утилизации отходов при реализации проектных решений позволит свести к минимуму негативное воздействие этих факторов на здоровье населения.

С учетом всех перечисленных выше факторов, связанных с выбросами загрязняющих веществ в атмосферу, физическими факторами, отходами производства, воздействие на здоровье оценивается как *положительное низкого уровня*.

Уровень жизни населения

Реализация намечаемой деятельности окажет положительное воздействие на уровень жизни населения на территории планируемых работ, вследствие повышения занятости отдельной части граждан.

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.

На уровень жизни населения *отрицательного* воздействия не ожидается. В целом возможное воздействия на уровень жизни населения *оценивается как положительное высокого уровня*.

5.2. ПОЧВЫ И РАСТИТЕЛЬНОСТЬ

Потенциальными источниками воздействия на почвы и растительность суши могут быть объекты установки подготовки нефти (УПН), технологические установки берегового комплекса, система трубопроводов, наземный терминал нефти (НТН).

При штатном режиме эксплуатации УПН-БТК масштабных механических воздействий на почвенно-растительный слой, сопоставимых с этапом строительства этих объектов, не ожидается. Воздействие от технологических объектов УПН-БТК на почвы и растительность будет проявляться только опосредованно, путем оседания из атмосферы выбросов от эмиссии в атмосферный воздух от стационарных и передвижных источников.

Некоторое воздействие на почвы и растительность может быть оказано при организации стихийных дорог при проведении технологического обслуживания объектов нефтепровода, замусоривание территории. Для уменьшения воздействия указанных факторов эксплуатирующая организация должна строго следовать регламенту работ и не допускать подобных нарушений.

При штатном режиме эксплуатации воздействия на почвы и растительность от системы нефтепроводов, газопроводов, водопроводов не будет, поскольку все трубопроводы будут проложены подземно, то вероятность попадания на почвы и растительность каких-либо загрязняющих веществ очень мала.

В целом, при безаварийном режиме эксплуатации, воздействия на почвенно-растительный слой будут минимальны.

5.3. ЖИВОТНЫЙ МИР

Площадки размещения УПН-БТК будут занимать сравнительно небольшие участки площади. Площадки будут огорожены, что препятствует проникновению на их территорию крупных животных. Постоянный технологический мониторинг позволит поддерживать надлежащее санитарное состояние площадок, что гарантирует отсутствие на площадках мусора, видимых следов загрязнений.

Вместе с тем хозяйственная деятельность не вносит значительных изменений в жизнедеятельность таких видов, как песчанки, желтый и малый суслик. Возможно появление в жилых и хозяйственных постройках домовой мыши, серой крысы и серого хомячка, и увеличение их численности на прилежащих участках.

В целом, воздействие на животный мир от проектируемых объектов на этапе эксплуатации при принятии всех мероприятий оценивается как *низкое*.

5.4. ЗЕМЛЕПОЛЬЗОВАНИЕ

Изъятие и отвод земель осуществляется на основе положений Земельного кодекса Республики Казахстан. С целью организации строительства берегового технологического комплекса (БТК) будет произведен земельный отвод. Под наземные технологические установки ожидается выделить около 1,5 км^2 земельных участков.

Временно изымаемые земли, после проведения рекультивации, в установленном порядке будут возвращены местным органам власти. Вся инфраструктура будет размещена в границах отвода земель.

В целом, на землепользование при эксплуатации БТК будет оказано *среднее отрицательное* воздействие.

5.5. ВОДНАЯ СРЕДА

5.5.1. Водохозяйственная деятельность

МЛСП

Основным источником водоснабжения в период эксплуатации морской ледостойкой платформы с буровой установкой и жилым модулем (МЛСП) будет Каспийское море. Помимо этого, морские буксиры и суда снабжения, осуществляющие перевозки грузов и персонала, будут периодически пополнять запасы пресной воды в портах их базирования.

Балансовая таблица водопотребления и водоотведения при эксплуатации МЛСП для рекомендуемого варианта приведена в таблице 5.5.1.

Таблица 5.5.1 Балансовая таблица водопотребления и водоотведения при эксплуатации МЛСП для рекомендуемого варианта

Водопотребление (забор морской воды), м³/год			***Водоотведение, м³/год***			***Безвозвратные потери, м³/год***		
Наименование	**Годы**		**Наименование**	**Годы**		**Наименование**	**Годы**	
	2031	**2033**		**2031**	**2033**		**2031**	**2033**
Бурение скважин	18000	6000	Осветленные буровые сточные воды	10257	3368	Безвозвратные потери и осадок	7743[2)]	2632[3)]
Обратная промывка фильтров морской воды (подпитка)	464	344				Шлам после центрифуги[1)]	464	344
Промывка оборудования, гидроуборка	360	360	Производственные сточные воды	360	360			
Ливневые и талые воды			Ливневые и талые воды	1271	1271			
Опреснительная установка на приготовление пресной воды	28353	28353	Хозяйственно - бытовые сточные воды	14176	14176			
			Морская вода после ОО с большей минерализацией	14176	14176			
Всего	**47176**	**35056**		**40241**	**33351**		**8206**	**2976**

Примечания:

1) *образующийся шлам отводится в контейнеры скипов для транспортировки на сушу и последующей обработки/размещения другими компаниями, и в данном проекте учтен как отходы в Разделе 4.9.*
2) *в том числе: 6242 м³/год - осадок учтен как отходы в Разделе 4.9, 1501 м³/год -безвозвратные потери;*
3) *в том числе: 2049 м³/год - осадок учтен как отходы в Разделе 4.9, 583 м³/год -безвозвратные потери.*

Технологическая схема приготовления пресной воды из морской воды на опреснительной установке предполагает образование условно-чистых вод более минерализованных, чем поступающая морская забортная вода за счёт опреснения части поступающей морской воды. Данная вода не загрязнена, а имеет повышенную минерализацию. При сбросе в море через водовыпуск, она дополнительно разбавляется морской водой и при этом минерализация сбросных вод уменьшается. Ориентировочное образование условно-чистых минерализованных вод по вариантам составит 14176 м³/год.

БТК

Источником водоснабжения в период эксплуатации БТК, совмещенный с наземным терминалом нефти будет волжская вода с водовода Астрахань-Мангышлак и альб-сеноманская вода с артезианских скважины, пробуренные на берегу в районе БТК.

Вода из артезианских скважин используется на закачку в приконтурные зоны м/р Каламкас-море для поддержания пластового давления.

Балансовая таблица водопотребления и водоотведения при эксплуатации БТК/НТН для рекомендуемого варианта приведена в таблице 5.5.2.

Таблица 5.5.2 Балансовая таблица водопотребления и водоотведения при эксплуатации БТК/НТН для рекомендуемого варианта

Водопотребление, м³/год			***Водоотведение, м³/год***			***Безвозвратные потери, м³/год***		
Наименование	**Годы**		**Наименование**	**Годы**		**Наименование**	**Годы**	
	2031	**2033**		**2031**	**2033**		**2031**	**2033**
Волжская вода на хозяйственно-питьевые нужды	15932	15932	Хозяйственно-бытовые сточные воды	15932	15932			
Подготовка Волжской воды (промывка песчаных и угольных фильтров)	2082	2082	Промывочная вода фильтров после очистки направляется в пожарные резервуары	1666	1666	шлам	416	416
Волжская вода на производственные нужды	14600	14600	Производственные воды продувки котлов и воды из системы деминерализации, совместно с пластовой водой и водой обессоливания нефти после очистки направляются на закачку для ППД	10220	10220	потери на испарение	4380	4380
Волжская вода на обессоливание нефти	322600	400480		322600	400480			
Пластовая вода с технологического процесса				889000	1956900			
Альб-сеноманская вода на подпитку системы обратной промывки фильтров	4199	4199				шлам	4199	4199
Альб-сеноманская вода на ППД	1622780	3216500				на ППД	1622780	3216500
Ливневые и талые воды с технологических площадок			Ливневые и талые воды с технологических площадок	10166	10166			
всего	**1982193**	**3653793**		**1249584** [1]	**2395364** [2]		**1631775**	**3225495**

Примечания:

1) *в балансе не участвует 899166 м³/год, в том числе: 889000 м³/год пластовая водв; 10166 м³/год ливневые воды;*
2) *в балансе не участвует 1967066 м³/год, в том числе: 1956900 м³/год пластовая водв; 10166 м³/год ливневые воды.*

При проектировании системы подготовки пластовой воды принимались во внимание технические условия, которые соответствуют требованиям СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» (таблице 5.5.3).

Таблица 5.5.3 Требования к качеству воды, направляемой на закачку в систему ППД

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм²	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора*	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл. свыше 0,1	-	до 3 до 5	до 5 до 10
до 0,35 вкл свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл менее 2	до 15 до 30	до 15 до 30
до 0,6 вкл свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл менее 3,6	до 40 до 50	до 40 до 50

***Примечание**: *Коэффициент относительной трещиноватости следует определять в соответствии с РДС 39-01-041-81 - Методика прогнозного определения норм качества сточных вод для внутриконтурного заводнения новых нефтяных месторождений платформенного типа.*

Ориентировочный объём воды на закачку в систему ППД представлен в таблице 5.5.4.

Таблица 5.5.4 Ориентировочный объём воды в систему ППД

Наименование потребителей	Годы	
	2031	2033
Пластовая вода	889000	1956900
Вода после обессоливания нефти	322600	400480
Производственные воды продувки котлов и из системы деминерализации	10220	10220
Свежая артезианская вода	1622780	3216500
Всего ППД	**2844600**	**5584100**

Для сбора ливневых и талых вод, воды после пожаротушения с технологических площадок предусматривается открытая дренажная система с приёмным резервуаром воды. Из резервуара ливневые нефтесодержащие сточные воды будут поступать на установку очистки нефтесодержащих сточных вод.

Ориентировочные показатели загрязняющих веществ, отводимых с очищенными ливневыми сточными водами на пруд-испаритель №1, приведены в таблице 5.5.5.

Таблица 5.5.5 Ориентировочные показатели загрязняющих веществ, отводимых с очищенными ливневыми сточными водами на пруд-испаритель №1

№	Наименование показателей	Объем сброса		Концентрация на сбросе	Сброс	
		м³/сут	м³/год	мг/дм³	г/ч	т/год
1	Взвешенные. вещества	48,4	10166	20	40,34	0,2033
2	Нефтепродукты			3,3	6,66	0,0335
3	$БПК_5$			584	1177,97	5,9369
	Всего				**1224,96**	**6,1738**

Хозяйственно-бытовые сточные воды от санитарных приборов, установленных в бытовых помещениях, административных зданиях, операторной, лаборатории и от аварийных душевых установок, а также от вахтового поселка и столовой по самотечной сети канализации собираются в емкости, откуда насосами перекачиваются на канализационные очистные сооружения для биологической очистки.

Ориентировочные показатели загрязняющих веществ, отводимых с очищенными хозяйственно-бытовыми сточными водами на пруд-испаритель №2 представлен в таблице 5.5.6.

Таблица 5.5.6 Ориентировочные показатели загрязняющих веществ, отводимых с очищенными хозяйственно-бытовыми сточными водами на пруд-испаритель №2

№	Наименование показателей	Объем сброса		Концентрация на сбросе	Сброс	
		м³/сут	м³/год	мг/дм³	г/ч	т/год
1	Взвешенные вещества	43,65	15932	49,31	89,68	0,7856
2	Хлориды			510,81	929,04	8,1382
3	Сульфаты			500	909,38	7,9660
4	Фосфаты			11,48	20,88	0,1829
5	Азот аммонийный			2	3,64	0,0319
6	Нитраты			89,14	162,12	1,4202
7	Нитриты			3,3	6,00	0,0526
8	Нефтепродукты			1,51	2,75	0,0241
9	Фенолы			0,01	0,02	0,0002
10	АПАВ			0,67	1,22	0,0107
11	Железо общее			0,39	0,71	0,0062
12	ХПК			104,11	189,35	1,6587
13	$БПК_{полн}$			22,26	40,49	0,3546
	Всего					**20,6318**

Для предотвращения возможного воздействия прудов-испарителей №1 и №2 на подземные воды, почвы и грунты стенки и днища которых должны иметь надежную гидроизоляцию, состоящую из нескольких слоев: полипропиленовой пленки, утрамбованной глины, и железобетонных плит. Для своевременного реагирования на возможные нарушения гидроизоляции по периметру прудов-накопителей должна быть обустроена сеть наблюдательных скважин за состоянием грунтовых вод.

5.5.2. Каспийское море

При осуществлении намечаемой деятельности будут строго соблюдаться общие экологические требования (ст.273 Экологического кодекса РК), а также требования ст.274, установленные для разведки и добычи углеводородов на море в государственной заповедной зоне в северной части Каспийского моря.

Для охлаждения энергетических установок судов осуществляется забор морской воды. Системы охлаждения двигателей гидравлически не связаны ни с одним из контуров механизмов, где может произойти загрязнение охлаждающих вод, поэтому образующиеся на судах условно-чистые не загрязнённые возвратные морские воды из системы охлаждения, согласно Экологическому Кодексу РК, сбрасываются через специальные выпуски в Каспийское море. (Кодекс РК, п. 9 ст. 273). Основным фактором, оказывающим воздействие на водную среду, является повышенная температура воды, сбрасываемой из системы охлаждения. Согласно Экологическому Кодексу РК температура воды в результате сброса за пределами контрольного створа не должна повышаться более чем на пять градусов по сравнению со среднемесячной температурой воды в период сброса за последние три года (п. 10 ст. 273). Температура сбрасываемых в поверхностные водные объекты сточных вод не должна превышать 30 градусов по Цельсию (п. 6 ст.222 Экологического кодекса).

Сброс в море воды из систем охлаждения и опреснения судов обеспечения будет производиться постоянно в течение всей намечаемой деятельности. Воды, сбрасываемые из систем охлаждения и опреснения, представляют собой возвратные воды. Их температура (не более чем на 5°С) и соленость (на 1-2 ‰) отличается от характеристик принимающих морских вод Каспийского моря, оставаясь в пределах естественной природной изменчивости.

Для предупреждения попадания рыбы в водозаборный колодец на заборе воды из моря в колодце будут установлены рыбозащитные устройства с техническими устройствами непрерывного контроля эффективности их работы.

На МЛСП сброс в море загрязненных сточных вод исключен. Для сбора ливневых вод и воды после пожаротушения с поверхности площадки морской платформы, а также промывки оборудования и гидроуборки предусматривается открытая дренажная система канализации с резервуаром воды, объемом 500 м^3.

Все образующиеся сточные воды (поверхностные, буровые, хозяйственно-бытовые) с площадки МЛСП после очистки вывозятся для последующей обработки на берегу или передачи подрядной организации.

В целом, забор морской воды в период эксплуатации МЛСП не окажет значительного воздействия на водные ресурсы моря.

5.6. АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

5.6.1. Объемы выбросов загрязняющих веществ

Для каждого варианта проведена оценка воздействия на атмосферный воздух в периоды максимальных выбросов при эксплуатации месторождения, включающей пуско-наладку, с учетом одновременного проведения буровых и добычных работ. Рассмотрены выбросы от объектов месторождения Каламкас-море на море и суше.

Морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП)

На МЛСП Каламкас-море источниками загрязнения атмосферы являются технологические установки (скважины добычи нефти, камеры пуска приема скребков), а также установки инженерного обеспечения и вспомогательных работ (резервные источники электроэнергии на дизельном топливе).

Ориентировочное количество источников выбросов морских объектов составляет *175* источников, из них *145* организованных и *30* неорганизованных источников.

Всего в атмосферный воздух в период эксплуатации МЛСП предположительно будут выбрасываться загрязняющие вещества *35 наименований*: из них 2 вещества - 1-го класса опасности, 8 веществ - 2-го класса опасности, 12 веществ - 3-го класса опасности и 3 вещества - 4-го класса опасности. Из них 6 веществ обладают суммирующим действием при совместном присутствии в атмосферном воздухе и образуют 5 групп суммации.

Береговой технологический комплекс (БТК)

Основными организованными стационарными ИЗА БТК являются:

- на технологических установках: факельная установка высокого давления; факельная установка низкого давления; аварийная факельная установка; вентиляционные вытяжные трубы из помещений на модулях и технологических линиях;
- на установках инженерного обеспечения: дымовые трубы газотурбинных установок (ГТУ); продувочные свечи; дымовые трубы теплогенераторов; выхлопные трубы резервных дизельных источников электроэнергии и других дизельных генераторов участков вспомогательных работ; дыхательные клапаны резервуаров хранения дизельного топлива.

Ориентировочно от БТК определено всего *114* стационарных источников загрязнения атмосферы, *48* из которых организованные и *66* – неорганизованные.

Всего в атмосферный воздух в период эксплуатации БТК предположительно будут выбрасываться загрязняющие вещества *43 наименований*: из них 1 вещество – 1-го класса опасности, 9 веществ – 2-го класса опасности, 11 веществ – 3-го класса опасности и 9 веществ – 4-го класса опасности. Из них 11 веществ обладают суммирующим действием при совместном присутствии в атмосферном воздухе и образуют 11 групп суммации.

Ориентировочные суммарные объемы выбросов ЗВ в период эксплуатации представлены в таблице 5.6.1.

Таблица 5.6.1 Ориентировочные предельные объемы выбросов ЗВ от объектов месторождения Каламкас-море

№ п/п	Наименование	Выбросы, тонн/год		
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
	Всего по месторождению, в том числе	**9216.382**	**9232.089**	**9188.114**
I	***МЛСП:***	***3276.438***	***3276.438***	***3233.064***
1	Технологическая зона	531.613	531.613	488.239
2	Внутрискважинные работы. Сервисное обслуживание скважин	710.973	710.973	710.973
3	Участок реагирования на нефтяные разливы	20.277	20.277	20.277
4	Баржа эвакуации	112.943	112.943	112.943
5	Зона бурения	1461.104	1461.104	1461.104
6	ЖПК типа "Нур"	439.527	439.527	439.527
II	***БТК:***	***5939.944***	***5955.651***	***5955.051***
1	Технологическая зона	1823.948	1823.948	1823.948
	в т.ч. Факелы ВД, НД и АНД	*587.046*	*587.046*	*587.046*
2	Зона инженерного обеспечения	3874.081	3874.081	3874.081
	в т.ч. ГТУ	*2665.050*	*2665.050*	*2665.050*
3	Наземный терминал нефти (НТН)	241.916	257.622	257.022

5.6.2. Моделирование уровня загрязнения атмосферы

Математическое моделирование рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере и расчеты величин приземных концентраций выполнены в программном комплексе «Эра-Воздух» (версия 3.0, разработчик фирма «Логос-Плюс», г. Новосибирск).

В ПК «Эра-Воздух» реализована «Методика 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.

Расчет рассеивания выполнен на период худших условий рассеивания загрязняющих веществ по всем ингредиентам и группам суммации, присутствующим в выбросах от объектов месторождения Каламкас-море на период эксплуатации.

По результатам моделирования определена граница области воздействия на атмосферный воздух. Граница области воздействия определялась как проекция замкнутой линии, ограничивающая область, за границей которой соблюдаются гигиенические нормативы.

Все варианты моделирования проводились на максимальную производительность оборудования с учетом одновременности выбросов от совокупности существующих источников и видов работ и предполагаемых выбросов от перспективных источников и видов работ.

Фоновые концентрации не учитывались в связи с отсутствием наблюдений за содержанием загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в районе месторождения Каламкас-море.

Моделирование выполнялось на регламентный режим эксплуатации технологического оборудования, а также по сценариям с учетом периодических технологически неизбежных сбросов МСУиНГ и сырого газа на факельные установки.

Моделирование выполнено по площадкам:

- морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) месторождения Каламкас-море;
- береговой технологический комплекс (БТК).

Результаты расчета уровня загрязнения атмосферы

МЛСП

По результатам расчетов радиус области воздействия (1 ПДК) по всем ЗВ при эксплуатации и проведении буровых работ составит 5300 м от источников выбросов. Радиус зоны 0,8 ПДК составит 6100 м. Расчетная зона влияния (0,05 ПДК) составит 35,8 км. Расчеты показали, что в ближайшей тростниковой зоне концентрации ЗВ, создаваемые выбросами месторождения, будут очень низкими (максимум – 0.02 ПДК).

Граница области воздействия МЛСП по результатам расчетов рассеивания всех ЗВ представлена на рисунке 5.6.1.

БТК

По результатам расчетов радиус области воздействия (1 ПДК) по всем ЗВ при эксплуатации составит 5600 м от источников выбросов. Радиус зоны 0,8 ПДК составит 6600 м. Расчетная зона влияния (0,05 ПДК) составит 39,4 км. Расчеты показали, что в ближайшей тростниковой зоне концентрации ЗВ, создаваемые выбросами месторождения, будут низкими (максимум – 0.4 ПДК).

Граница области воздействия БТК по результатам расчетов рассеивания всех ЗВ представлена на рисунке 5.6.2.

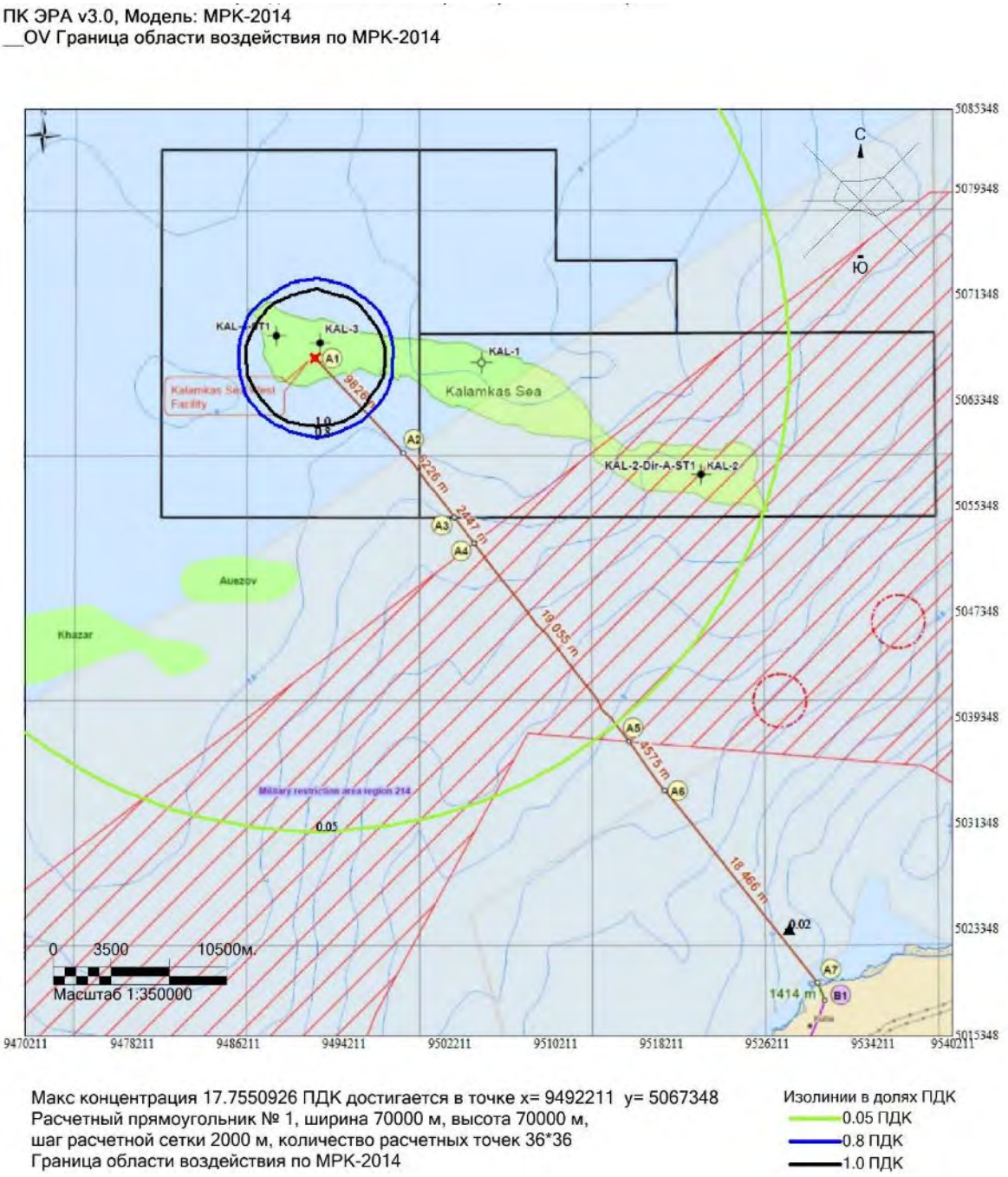


Рисунок 5.6.1. Граница области воздействия МЛСП

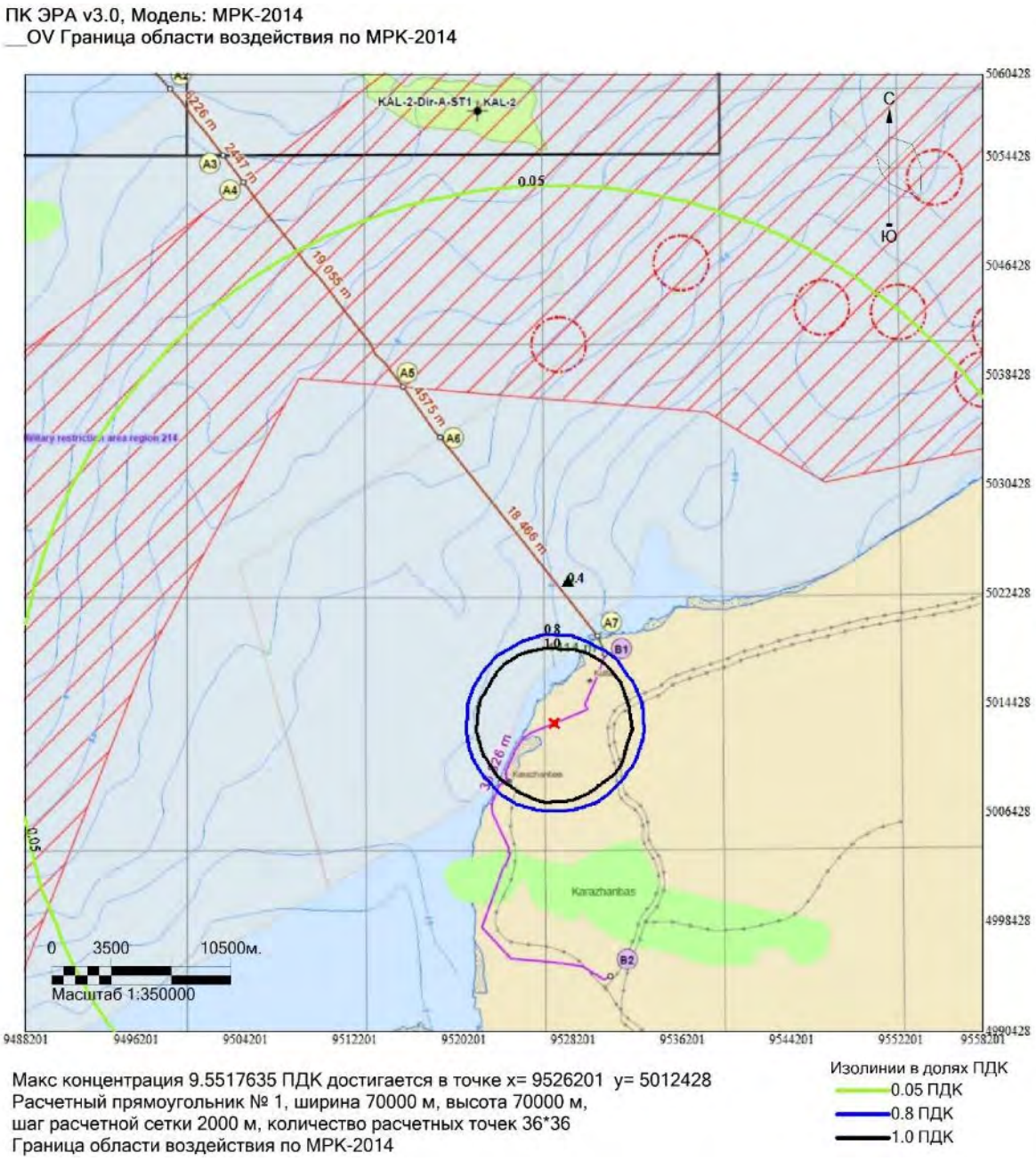


Рисунок 5.6.2. Граница области воздействия БТК

5.6.3. Сведения о зоне воздействия и СЗЗ

МЛСП

Санитарно-защитные зоны устанавливаются для предприятий в местах проживания населения с целью охраны атмосферного воздуха, здоровья и безопасности населения.

Ближайший населенный пункт – п. Баутино располагаются на значительном расстоянии от границ МЛСП месторождения Каламкас-море – в 145 км. Наибольшая зона воздействия выбросов от МЛСП составляет 5,3 км.

Согласно санитарным правилам Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» санитарно-защитная зона при проведении работ на море не устанавливается.

БТК

Нормативный размер санитарно-защитной зоны для БТК, согласно «Санитарно-эпидемиологических требований к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2) составляет не менее 1000 м.

Уточнение размера СЗЗ будет выполнено на последующих этапах проектирования.

5.6.4. Оценка возможного воздействия выбросов на атмосферный воздух

Морские и наземные объекты месторождения Каламкас-море, по добыче и переработке нефти, относятся к I классу опасности согласно санитарной классификации «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» (утв. приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2).

Результаты предварительной оценки воздействия на качество атмосферного воздуха согласно Методическим указаниям по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду от 29 октября 2010 г. показывают следующие категории воздействия:

- в период эксплуатации на море по интенсивности оказывает *сильное воздействие*. Площадь воздействия ($С_м$>1 ПДК) составляет менее 100 км^2, что соответствует *местному масштабу воздействия*, продолжительность соответствует *многолетнему воздействию;*
- в период эксплуатации на суше по интенсивности оказывает *умеренное воздействие*. Площадь зоны воздействия ($С_м$>1 ПДК) составляет менее 100 км^2, что соответствует *местному масштабу воздействия*, продолжительность соответствует *многолетнему воздействию*.

Таким образом, возможное воздействие на качество атмосферного воздуха оценивается *высокой значимости*.

5.7. ОБЪЕКТЫ ИСТОРИКО-КУЛЬТУРНОГО НАСЛЕДИЯ

На участках проведения планируемых работ отсутствуют зарегистрированные исторические памятники. Воздействие на памятники истории и культуры будет полностью *исключено* при разработке месторождения Каламкас-море.

6. ОТХОДЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

В процессе разработки месторождения Каламкас-море ожидается образование отходов производства и потребления, временное хранение (накопление) и транспортировка которых может стать потенциальным источником воздействия на окружающую среду.

В процессе разработки месторождения Каламкас-море (Морской и Наземный комплексы), ожидается образование 33 видов отходов производства и потребления, из которых 16 видов будут опасными, 8 видов будут не опасными отходами, 9 видов зеркальных отходов, из которых 3 вида будут обладать опасными свойствами и 6 видов не обладают опасными свойствами.

Ориентировочный объём отходов, образуемых в процессе разработки месторождения Каламкас-море, включая Морской и Наземный комплексы представлен в табл. 6.1.

Таблица 6.1 Ориентировочный объём отходов, образуемых в процессе разработки месторождения Каламкас-море, включая Морской и Наземный комплексы

№	Наименование отходов	Лимит накопления, тонн/период		
		1 вариант	2 вариант	3 вариант
Опасные отходы				
1	Отработанные аккумуляторы	0,277	0,277	0,277
2	Нефтесодержащие отходы	2474,005	2474,005	2474,005
3	Промасленные отходы	1,021	1,021	1,021
4	Остатки химреагентов (жидкие)	516,777	516,777	516,777
5	Остатки химреагентов (твердые)	172,250	172,250	172,250
6	Отработанные технические масла	446,990	446,990	446,990
7	Ртутьсодержащие отходы	4,637	4,637	4,637
8	Нефтешлам	775,329	775,329	775,329
9	Отработанные источники питания	15,087	15,087	15,087
10	Непригодные сигнальные средства	6,000	6,000	6,000
11	Буровой шлам на водной основе	1171,366	1171,366	976,139
12	Буровой шлам на нефтяной основе	12513,145	12697,552	10535,192
13	Отработанный буровой раствор на водной основе	2859,560	2859,560	2383,000
14	Отработанный буровой раствор на нефтяной основе	13442,000	13587,468	11286,523
15	Минеральный осадок	550,000	550,000	550,000
16	Отработанные газовые баллоны	13,096	13,096	13,096
	Итого опасных отходов:	**34961,539**	**35291,415**	**30156,289**
Не опасные отходы				
17	Металлолом	609,554	609,554	609,554
18	Пищевые отходы	24,933	24,933	24,933
19	Отходы РТИ	41,462	41,462	41,462
20	Коммунальные отходы	18,975	18,975	18,975
21	Отходы бумаги и картона	353,465	353,465	353,465
22	Отходы пластика	240,943	240,943	240,943
23	Отходы бетона	252,794	252,794	252,794
24	Отработанные фильтры установки водоочистки и водоподготовки	76,686	76,686	76,686
	Итого не опасных отходов:	**1618,812**	**1618,812**	**1618,812**
Зеркальные (опасные)				
25	Медицинские отходы	0,025	0,025	0,025
26	Остатки лакокрасочных материалов	29,043	29,043	29,043
27	Осадок хоз-бытовых сточных вод	5031,000	5031,000	9230,000
	Итого зеркальных (опасных) отходов:	**5060,068**	**5060,068**	**9259,068**
Зеркальные (не опасные)				
28	Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха	35,394	35,394	35,394
29	Изношенные средства защиты и спецодежда	1,607	1,607	1,607
30	Отходы абразива	170,480	170,480	170,480
31	Портативное оборудование и оргтехника	23,729	23,729	23,729
32	Древесные отходы	346,682	346,682	346,682
33	Строительные отходы	10972,818	10972,818	10972,818
	Итого зеркальных (не опасных) отходов:	**11550,708**	**11550,708**	**11550,708**
	Итого зеркальных отходов:	**16610,777**	**16610,777**	**20809,777**
	ВСЕГО:	**53191,128**	**53521,004**	**52584,877**

7. ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ

Чрезвычайная ситуация на морском шельфе при эксплуатации МЛСП, под воздействием которой может оказаться большая территория, является выброс (ГНВП или открытый фонтан) из скважины. Частоту выбросов из скважин на этапе эксплуатации можно оценить на основании данных Международной ассоциации производителей нефти и газа (англ. International Association of Oil&Gas Producers, OGP) (таблица 7.1). Частоты выбросов из скважин различаются в зависимости от типа скважин и производимых на них операций. Наиболее вероятны выбросы и утечки на этапе бурения скважин.

Таблица 7.1 Вероятность выбросов и утечек из скважин на этапе эксплуатации (по данным International Association of Oil&Gas Producers, OGP) *

Операция	Вид аварии	Частота аварий, случаев на скважину в год		
		средняя	газ	нефть
Бурение скважин на этапе эксплуатации	Выброс	$6,0*10^{-5}$	$7,0*10^{-5}$	$4,8*10^{-6}$
	Утечка	$4,9*10^{-4}$	$5,7*10^{-4}$	$3,9*10^{-4}$
Заканчивание скважины	Выброс	$9,7*10^{-5}$	$1,4*10^{-4}$	$5,4*10^{-5}$
	Утечка	$3,9*10^{-4}$	$5,8*10^{-4}$	$2,2*10^{-4}$
Спуско-подъемные операции	Выброс	$6,5*10^{-6}$	$9,4*10^{-6}$	$3,6*10^{-6}$
	Утечка	$1,1*10^{-5}$	$1,6*10^{-5}$	$6,1*10^{-6}$
Колтюбинговые операции	Выброс	$1,4*10^{-4}$	$2,0*10^{-4}$	$7,8*10^{-5}$
	Утечка	$2,3*10^{-4}$	$3,4*10^{-4}$	$1,3*10^{-4}$
Спуск инструмента в скажину под давлением	Выброс	$3,4*10^{-4}$	$4,9*10^{-4}$	$1,9*10^{-4}$
	Утечка	$1,8*10^{-4}$	$2,6*10^{-4}$	$1,0*10^{-4}$
Капитальный ремонт скважин (КРС)	Выброс	$1,8*10^{-4}$	$2,6*10^{-4}$	$1,0*10^{-4}$
	Утечка	$5,8*10^{-4}$	$8,3*10^{-4}$	$3,2*10^{-4}$
Эксплуатация скважин	Выброс	$9,7*10^{-6}$	$1,8*10^{-5}$	$2,6*10^{-6}$
	Утечка	$1,1*10^{-5}$	$2,0*10^{-5}$	$2,9*10^{-6}$
Эксплуатация скважин с учетом внешних воздействий	Выброс	$3,9*10^{-5}$	$3,9*10^{-5}$	$3,9*10^{-5}$
	Утечка	-	-	-

Примечание: ** приведенные в таблице значения частот соответствуют стандартам Северного моря.*

Количественная оценка риска аварий, выполненная для эксплуатации, позволила определить вероятности утечек и выбросов через отверстия в обвязке добывающих скважин и манифольде, которые представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 Вероятность выбросов и утечек из скважин при разработки Западного поднятия месторождения Каламкас-море по результатам количественного анализа рисков

Наименование секции	Размеры отверстия					Всего
	2 мм	7 мм	22 мм	70 мм	150 мм	
Скв. добывающая одноствольная	$1,09*10^{-3}$	$6,14*10^{-4}$	$5,92*10^{-4}$	$2,52*10^{-5}$	$8,33*10^{-5}$	$2,40*10^{-3}$
Скв. добывающая двуствольная	$1,09*10^{-3}$	$6,14*10^{-4}$	$5,92*10^{-4}$	$2,52*10^{-5}$	$8,33*10^{-5}$	$2,40*10^{-3}$
Скв. добывающая трехствольная	$1,09*10^{-3}$	$6,14*10^{-4}$	$5,92*10^{-4}$	$2,52*10^{-5}$	$8,33*10^{-5}$	$2,40*10^{-3}$
Скв. газонагнетательная	$1,09*10^{-3}$	$6,14*10^{-4}$	$5,92*10^{-4}$	$2,52*10^{-5}$	$8,33*10^{-5}$	$2,40*10^{-3}$
Манифольд (ж.ф.)	$2,11*10^{-2}$	$6,07*10^{-3}$	$7,70*10^{-3}$	$6,66*10^{-4}$	$1,70*10^{-4}$	$3,57*10^{-2}$
Манифольд (г.ф)	$2,11*10^{-2}$	$6,07*10^{-3}$	$7,70*10^{-3}$	$6,66*10^{-4}$	$1,70*10^{-4}$	$3,57*10^{-2}$
%	56%	19%	22%	2%	1%	100%

На БТК опасность представляют нарушения герметичности оборудования под давлением (трещины и разрывы), которые могут привести к выбросам в атмосферу токсичных газов, а также загоранию выбрасываемого газа и взрывам, аварии на резервуарах хранения нефти.

Частоты утечек из оборудования БТК, определенные в зависимости от величин аварийных отверстий, показаны в таблице 7.3.

Таблица 7.3 Общая частота утечек и выбросов из оборудования БТК

Наименование секции	Размеры отверстия					Всего
	2 мм	7 мм	22 мм	70 мм	150 мм	
Приемные сооружения (камера приема скребка, слагкетчеры) (Ж.ф.)	$2,80*10^{-3}$	$8,69*10^{-4}$	$1,37*10^{-3}$	$2,92*10^{-4}$	$9,87*10^{-5}$	$5,43*10^{-3}$
Приемные сооружения (г.ф.)	$2,80*10^{-3}$	$8,69*10^{-4}$	$1,37*10^{-3}$	$2,92*10^{-4}$	$9,87*10^{-5}$	$5,43*10^{-3}$
Сепаратор и нагреватель СД	$7,87*10^{-3}$	$2,65*10^{-3}$	$2,98*10^{-3}$	$5,55*10^{-4}$	$1,30*10^{-4}$	$1,42*10^{-2}$
Установки дегидрации и обессоливания нефти	$1,08*10^{-2}$	$3,74*10^{-3}$	$3,52*10^{-3}$	$5,55*10^{-4}$	$1,30*10^{-4}$	$1,87*10^{-2}$
Установка стабилизации нефти	$1,95*10^{-2}$	$6,98*10^{-3}$	$5,08*10^{-3}$	$4,39*10^{-4}$	$2,07*10^{-4}$	$3,22*10^{-2}$
Установка осветления нефти (удаление меркаптанов)	$7,66*10^{-3}$	$2,39*10^{-3}$	$3,51*10^{-3}$	$9,03*10^{-4}$	$1,85*10^{-4}$	$1,46*10^{-2}$
	$1,91*10^{-2}$	$6,73*10^{-3}$	$8,23*10^{-3}$	$1,47*10^{-3}$	$1,71*10^{-4}$	$3,57*10^{-2}$
Установка замера нефти	$4,89*10^{-3}$	$1,56*10^{-3}$	$2,43*10^{-3}$	$5,55*10^{-4}$	$1,30*10^{-4}$	$9,57*10^{-3}$
Установка компримирования газа НД	$1,40*10^{-2}$	$6,96*10^{-3}$	$5,62*10^{-3}$	$7,29*10^{-4}$	$3,55*10^{-4}$	$2,77*10^{-2}$
Установка компримирования газа СД	$1,40*10^{-2}$	$6,96*10^{-3}$	$5,62*10^{-3}$	$7,29*10^{-4}$	$3,55*10^{-4}$	$2,77*10^{-2}$
Установка осушки кислого газа	$4,84*10^{-3}$	$1,21*10^{-3}$	$1,70*10^{-3}$	$1,61*10^{-4}$	$1,69*10^{-4}$	$8,08*10^{-3}$
Установки замера и компримирования кислого газа	$2,27*10^{-2}$	$1,14*10^{-2}$	$9,28*10^{-3}$	$1,10*10^{-3}$	$2,32*10^{-4}$	$4,47*10^{-2}$
Установка кондиционирования топливного газа	$4,89*10^{-3}$	$1,56*10^{-3}$	$2,43*10^{-3}$	$5,55*10^{-4}$	$1,30*10^{-4}$	$9,57*10^{-3}$
Установка очистки пластовой воды	$2,02*10^{-2}$	$6,57*10^{-3}$	$6,94*10^{-3}$	$1,27*10^{-3}$	$2,80*10^{-4}$	$3,53*10^{-2}$
Всего	*$1,56*10^{-1}$*	*$6,04*10^{-2}$*	*$6,01*10^{-2}$*	*$9,61*10^{-3}$*	*$2,67*10^{-3}$*	*$2,89*10^{-1}$*
%	53%	21%	21%	3%	1%	100%

Вероятность стихийных бедствий

На территории проектируемого предприятия вероятно воздействие следующих основных факторов опасности природных процессов:

- гидрологических явлений;
- сейсмичности с учетом сейсмического микрорайонирования;
- прямой удар молнии, приводящий к поражению зданий, сооружений и персонала.

Риск аварий связан с возможностью повреждения МЛСП в результате штормов или экстремальных порывов ветра.

На основе данных об экстремальных течениях, основанных на результатах измерений, выполненных в зоне Восточного Кашагана в период с 2003 по 2009 годы, можно сказать, что экстремальные высоты волн могут достигать 2,1м с частотой 1 раз в 100 лет и 1,36 м с частотой 1 раз в год. При этом экстремальная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем моря может достигать 39 м/с (3 секундный порыв) с частотой 1 раз за 100 лет и 26,8 м/с с частотой 1 раз в год.

По сейсмическому районированию, согласно СП РК 2.03-30-2017, карт сейсмогенерирующих зон территории Казахстана и комплекта карт общего сейсмического зонирования (ОСЗ) территории Республики Казахстан, район месторождения Каламкас-море оценивается с 10% вероятностью возможного превышения в течение 50 лет сейсмической интенсивностью в 5 баллов, и с 2% вероятностью возможного превышения в течение 50 лет сейсмической интенсивностью в 6 баллов по шкале MSK-64.

Возможные воздействиях на окружающую среду, связанные с рисками возникновения аварий

Разливы нефти от объектов нефтедобычи месторождения Каламкас-море не моделировались. Это будет выполнено на следующей стадии проектирования. Но поскольку данное месторождение находится достаточно близко от морских объектов месторождения Кашаган, то примем результаты моделирования разливов нефти от этих объектов в качестве аналогов.

Сценарии выброса из скважины

По результатам вероятностного моделирования сценариев выброса нефти из скважины существует вероятность незначительного загрязнения нефтью береговой линии и тростниковых зарослей. Согласно данным сценариям в летний период высока вероятность перемещения нефти на юг, юго-восток под влиянием северных ветров, хотя существует вероятность загрязнения нефтью поверхности воды во всех направлениях. Предполагалось, что все разливы происходят на поверхности воды.

По результатам сценариев выброса из скважин на острове D вероятность загрязнения нефтью береговой линии и тростниковых зарослей составляет:

- 30-40% вероятности загрязнения нефтью восточной и южной береговых линий (продолжительность разлива 7 и 10 дней);
- вероятность загрязнения нефтью восточной и южной береговых линий составляет 90-100%, вероятность загрязнения нефтью западной, северной береговых линий и тростниковых зарослей составляет 10-20% (продолжительность разлива 30 дней);
- вероятность загрязнения нефтью восточной и южной береговых линий составляет 90-100%, вероятность загрязнения нефтью западной береговой линии составляет 40-50%, вероятность загрязнения нефтью северной береговой линией и тростниковых зарослей составляет 60-70% (продолжительность разлива 120 дней).

Разлив нефти может достигать таких критически важных участков (участков повышенного риска), как р. Урал, Тюленьи острова и казахстанско-российская граница с низкой вероятностью <10% по всем вероятностным моделям, за исключением моделирования с продолжительностью разлива нефти 120 дней, где вероятность того, что нефть достигнет р. Урал составляет около 60-70%, казахстанско-российской границы – 10-20% и Тюленьих островов – 10%.

Сценарии утечки из трубопровода

По результатам большинства вероятностных сценариев, выполненных для сценариев утечки из трубопровода через отверстия разного диаметра существует небольшая вероятность (<10%) воздействия на береговую линию и тростниковые заросли к северу и западу от места выброса в связи с преобладающими в летний период северными ветрами. К участкам, наиболее подверженным риску загрязнения нефтью (макс. 10-20%), относятся северная и восточная береговые линии Северного Каспия, и тростниковые заросли по всем сценариям утечки из трубопровода.

Разлив нефти может достигать таких критических участков (повышенного риска), как Тюленьи острова, р. Урал и казахстанско-российская граница, с очень низкой вероятностью (<10%) загрязнения нефтью по результатам некоторых вероятностных расчетов, в частности, при моделировании утечки из трубопровода через отверстие 70 мм. Так как утечка нефти из трубопровода через отверстие диаметром 70 мм не определяется автоматической системой, продолжительность разлива может составлять до 24 часов, и после перекрытия трубопровода еще возможен выход небольшого количества нефти. При утечке из трубопровода через отверстие 150 мм ни одно нефтяное пятно не достигло

критически важных участков (участков повышенного риска) благодаря автоматическому перекрытию трубопровода с обеих сторон в течение максимум 5 минут (кратковременный разлив нефти).

По данным моделирования по всем сценариям более 40% нефти через какое-то время уходит под толщу воды и осаждается на дне. Процессу седиментации способствует взаимодействие частичек нефти с взвешенными веществами и планктоном.

Меры по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций

Компанией будут разработаны и внедрены внутренние стандарты, обеспечивающие оперативное реагирование и порядок действий в период возникновения аварийных ситуаций.

С целью уменьшения аварийных рисков предлагаются следующие меры:

- применять лучшую международную промысловую практику во время работы морских объектов при обучении сотрудников и соблюдении норм безопасности;
- осуществлять план действий по предотвращению и ликвидации аварийных ситуации при розливе нефти, выбросах опасных веществ, пожарах на объектах;
- обеспечить, чтобы все процедуры по реагированию на возможные аварийные ситуации были охарактеризованы и задокументированы, а также обеспечить доступ к данной документации всех сотрудников;
- быстрое реагирование в случае аварийной ситуации для минимизирования последствий аварии;
- поддерживать в рабочем состоянии резервное аварийное оборудование и располагать достаточным количеством запасных частей для проведения ремонта и тех. обслуживания оборудования и техники. Что позволит обеспечить хорошее рабочее состояние оборудования необходимого для безопасной длительной эксплуатации и оборудования, используемого в аварийных ситуациях.

Дополнительными элементами минимизации возникновения аварийной ситуации при проведении работ будут являться следующие меры, связанные с человеческим фактором:

- разработана система поощрений в Компании за надлежащее обеспечение безопасности работ;
- регулярные инструктажи по технике безопасности;
- регулярное обучение и инструктаж по обращению с опасными для окружающей среды веществами (топливом, ГСМ, химическими веществами);
- обеспечена готовность к аварийным ситуациям и планирование мер реагирования.

Перед вводом МЛСП месторождения Каламкас-море в разработку для этих объектов будут разработаны «Отчет по анализу суммарной экологической пользы применения методов ликвидации аварийных разливов нефти (ЛАРН)», «Объектовый план по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти» и «План ликвидации аварий».

8. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ БИОРАЗНООБРАЗИЯ

8.1. ПРИРОДООХРАННЫЕ МЕРЫ

Для снижения воздействия планируемой разработки месторождения Каламкас-море на морские биоресурсы предусмотрен ряд мероприятий:

- запрет для персонала на любые формы рыболовства, охоты и отлова животных и птиц;

- сведение к минимуму длительности работ, вызывающих повышенные уровни шума и вибрации;
- при планировании опасных работ необходимо предусмотреть предварительные шумовые работы для отпугивания животных на безопасное для них расстояние;
- минимизация физического воздействия на ареал обитания морских животных и птиц;
- обращение с пищевыми отходами таким образом, чтобы они не привлекали рыб, животных и птиц;
- предусмотреть штыревые изоляторы на промежуточных опорах линий электропередач, чтобы не допустить нанесения вреда птицам, садящимся на провода линий электропередач;
- в случае гибели рыб или тюленей обязательно информировать Мангистаускую областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий; создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты, создание маркировок на объектах и сооружениях;
- сокращение, по возможности, объемов залповых выбросов газа на факеле;
- смещение графика проведения профилактических и ремонтных работ, связанных со сбросами газа на факела на период окончания сезонной миграции птиц;
- проведение постоянных визуальных наблюдений за акваторией моря.

Проведение мониторинговых наблюдений за состоянием морских биоресурсов.

9. РЕКОМЕНДУЕМАЯ ПРОГРАММА МОНИТОРИНГА ВОЗДЕЙСТВИЯ

Основной задачей мониторинга является накопление данных, ведение регулярных наблюдений, проведение анализа и оценки воздействия предприятия на состояние окружающей среды с целью принятия своевременных мер по предотвращению, сокращению и ликвидации негативного воздействия предприятия на окружающую среду, как во время штатной ситуации, так и при аварийной ситуации.

9.1. МОРСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Комплекс исследований, охватывает все природные компоненты абиотической и биотической среды, которые могут подвергаться прямому и косвенному воздействию в процессе производственно-операционных работ:

- воздушный бассейн;
- морские воды;
- донные отложения;
- таксономические группы гидробионтов;
- морская орнитофауна и териофауна (тюлени).

Исследования будут проводится по 3-м климатическим сезонам (весна, лето и осень) на 38 станциях мониторинга, размещенных в морской акватории с учетом планируемых производственных операций.

Из них: 17 станций расположены равномерно по площади контрактной территории (рис. 9.1), 9 станций (по крестообразной схеме) в районе дислокации МЛСП (рис. 9.2), а также 12 линейных станций по морской трассе трубопровода «Каламкас-море – Бузачи» (рис. 9.3).

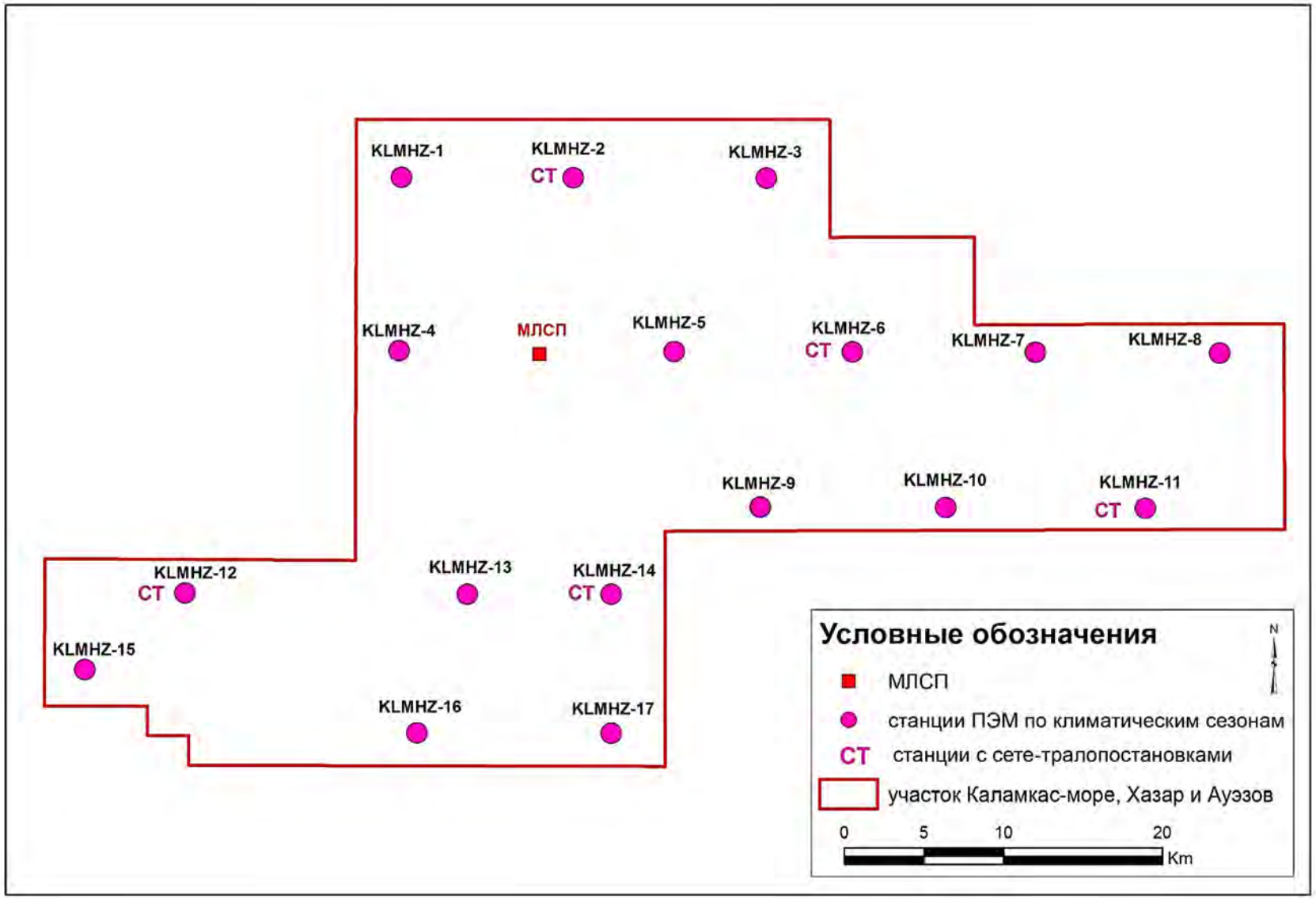


Рисунок 9.1. Рекомендуемая схема расположения станций мониторинга на участке «Каламкас-море»

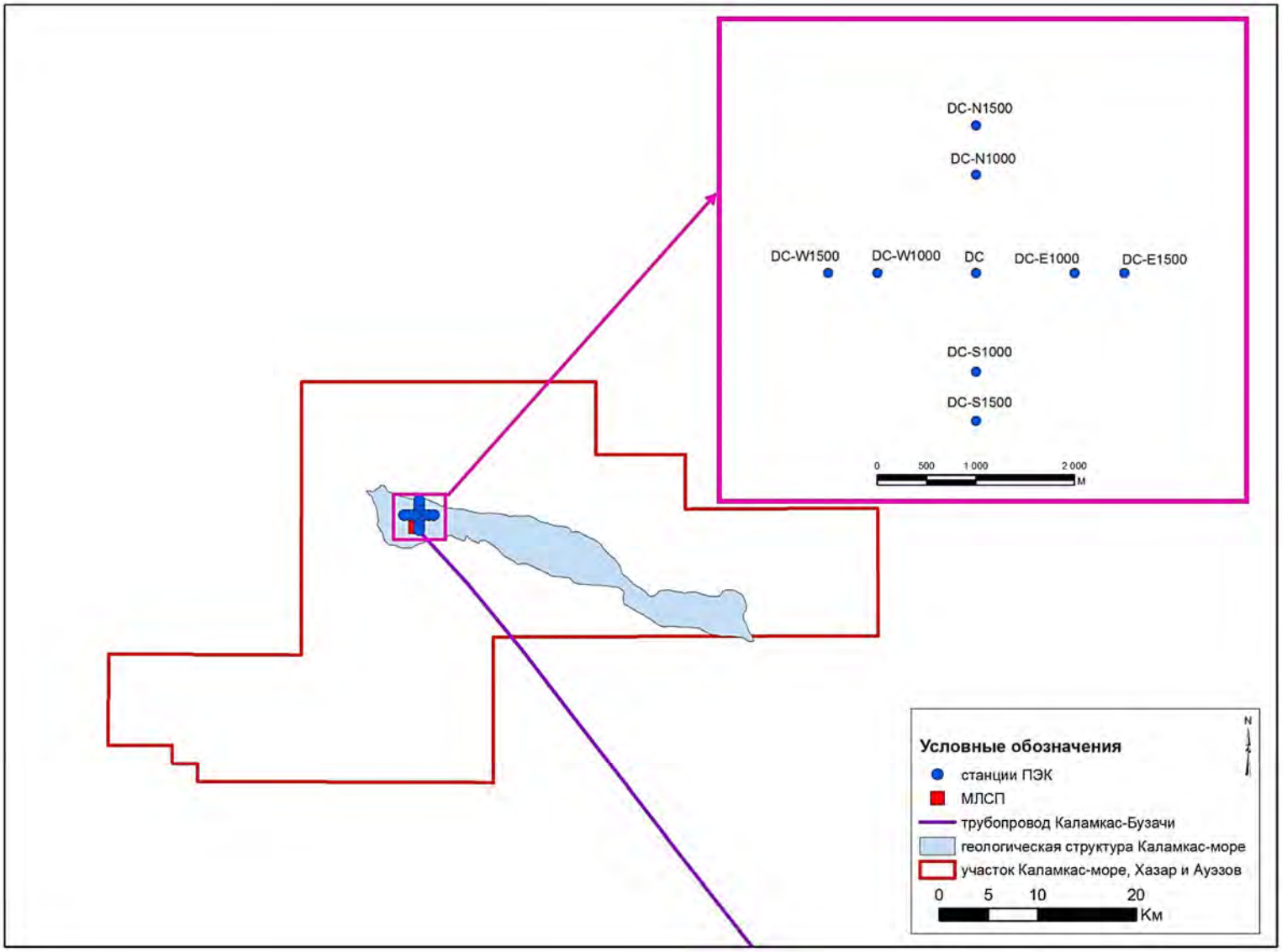


Рисунок 9.2. Рекомендуемая схема расположения станций мониторинга в районе дислокации МЛСП

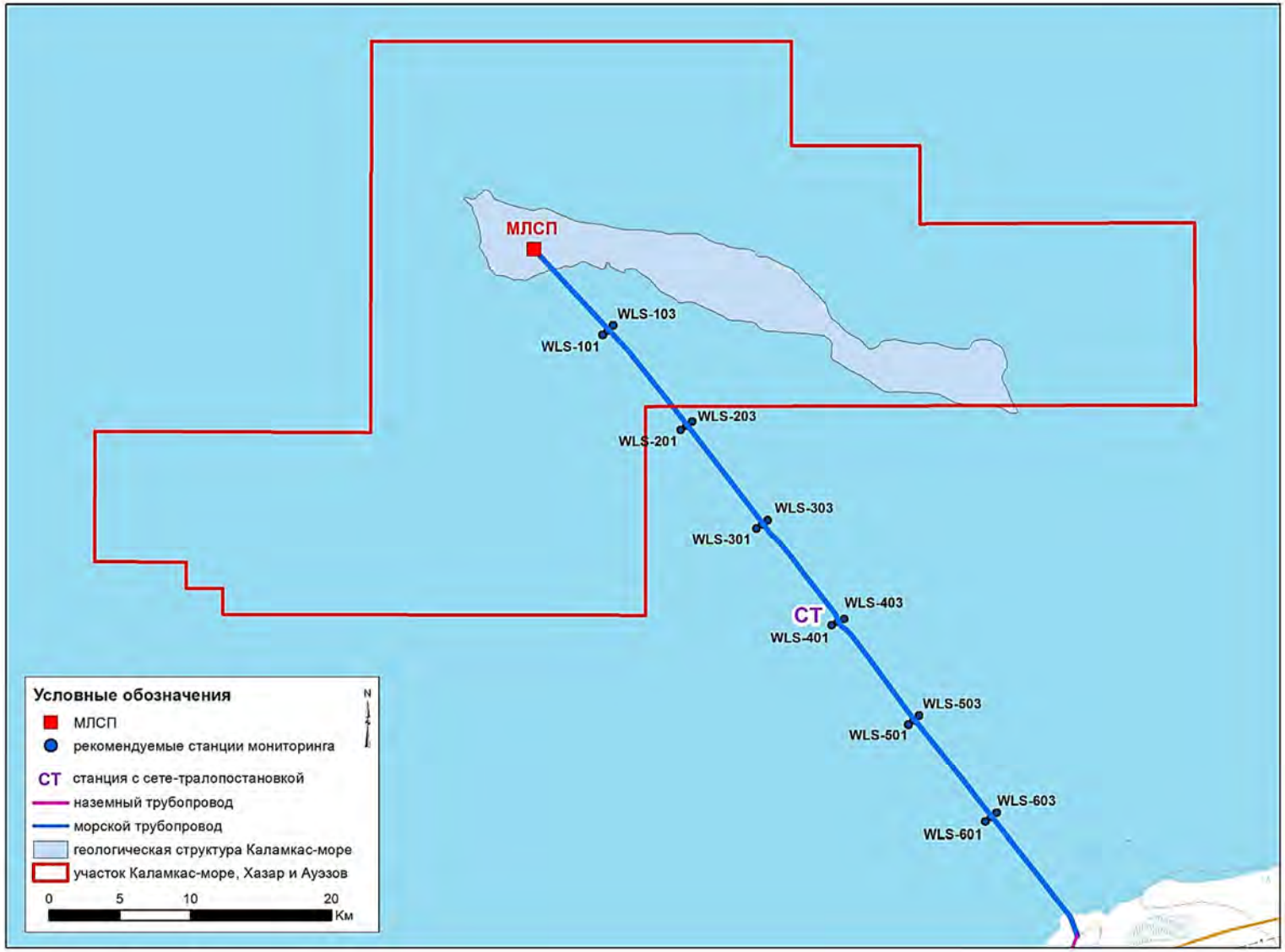


Рисунок 9.3. Рекомендуемая схема расположения станций мониторинга по морской трассе трубопровода «Каламкас-море - Бузачи»

Рекомендуемый план-график наблюдений за состоянием атмосферного воздуха, морской воды, донных отложений, морской биоты, орнитофауны и тюленей представлен в табл. 9.1.1 – 9.1.5.

Таблица 9.1.1 Контролируемые параметры состояния атмосферного воздуха

Станции мониторинга	Контролируемое вещество	НМУ	Периодичность контроля	Методика проведения контроля
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500, DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-W1500 • WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403, WLS-501, WLS-503, WLS-601, WLS-603	SO_2, NO, NO_2, CO, H_2S, CH_4, предельные углеводороды: C_1-C_5, C_6-C_{10}, C_{12}-C_{19}	не рассчитывается	по 3-м климатическим сезонам	СТ РК 2036-2010 МВИ-4215-002-56591409-2009 СТ РК 2.302-2021

Таблица 9.1.2 Контролируемые гидрохимические показатели морской воды

Станции мониторинга	Контролируемые параметры	ПДК (мг/дм³)	Периодичность контроля	Метод анализа
Гидрологические параметры				
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500, DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-W1500 • WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403, WLS-501, WLS-503, WLS-601, WLS-603	Определение глубины водного слоя: Определение прозрачности	- -	по 3-м климатическим сезонам	Измерение (метрический)
Гидрофизические исследования				
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500, DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-W1500 • WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403, WLS-501, WLS-503, WLS-601, WLS-603	Определение температуры; Измерение водородного показателя (pH); Измерение показателя Определение содержания растворенного кислорода; Определение мутности; Определение общего содержания взвешенных веществ Определение солености (минерализации); Определение электропроводности	- - - - - - -	по 3-м климатическим сезонам	Экспресс анализ
Гидрохимические исследования				
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500, DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-	$БПК_5$, ХПК, азот аммонийный, азот нитратный,	3,0 - - 0,5	по 3-м климатическим сезонам	Оксиметрический Спектрофотометрический Спектрофотометрический Спектрофотометрический

Станции мониторинга	Контролируемые параметры	ПДК (мг/дм^3)	Периодичность контроля	Метод анализа
S1500, DC-W1000, DC-W1500 • WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403, WLS-501, WLS-503, WLS-601, WLS-603	азот нитритный, азот общий, фосфор общий, ОКУ ПАУ, СПАВ (АПАВ), фенолы, тяжелые металлы: Al As Ba Cd Cr Cu Fe Hg Ni Pb V Zn	0,08 40 - - 0,05 - 0,1 - 0,01 2,0 0,01 -- 0,005 0,05 0,0001 0,01 0,01 0,001 0,05		Спектрофотометрический Спектрофотометрический Спектрофотометрический Спектрофотометрический Хроматографический Хроматографический Флуориметрический Атомно-эмиссионно спектрометрический или вольтампер-параметрический

Таблица 9.1.3 Контролируемые гидрохимические показатели донных отложений

Станции мониторинга	Контролируемые параметры	ПДК, мг/м^2	Периодичность измерений	Метод анализа
Гидрофизические исследования				
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500, DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-W1500 • WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403, WLS-501, WLS-503, WLS-601, WLS-603	Eh, Температура, Гранулометрический состав Органический углерод	- - - -	по 3-м климатическим сезонам	Экспресс анализ
Гидрохимические исследования				
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500, DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-W1500 • WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403, WLS-501, WLS-503, WLS-601, WLS-603	ОКУ ПАУ фенолы тяжелые металлы: Al As Ba Cd Cr Cu Fe Hg Ni Pb V Zn	- - - - - - - - - - - - - - - -	по 3-м климатическим сезонам	Хроматографический Хроматографический Спектрофотометрический Атомно-эмиссионно спектрометрический или вольтампер-параметрический
Микробиологические исследования				
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500, DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-W1500	Видовой состав, общая численность, общая биомасса, количественное распределение индикаторных групп морской	-	по 3-м климатическим сезонам	Руководство по методам гидробиологического анализа, Госкомгидромет

Станции мониторинга	Контролируемые параметры	ПДК, мг/м^2	Периодичность измерений	Метод анализа
• WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403, WLS-501, WLS-503, WLS-601, WLS-603	микрофлоры (сапрофитные, нефтеокисляющие бактерии, актиномицеты и грибы)			

Таблица 9.1.4 Исследуемые показатели морской биоты

Точки отбора проб	Замеряемые параметры	Периодичность контроля	Методика проведения контроля
Фитопланктон, зоопланктон			
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500, DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-W1500 • WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403, WLS-501, WLS-503, WLS-601, WLS-603	Видовой состав; общая численность клеток фитопланктона/общее количество экземпляров зоопланктона; общая биомасса; состав доминантов; численность и биомасса основных групп и видов, уровень сапробности	по 3-м климатическим сезонам	Руководство по методам гидробиологического анализа, Госкомгидромет
Ихтиопланктон (сиртон)			
• KLMHZ-2, KLMHZ-6, KLMHZ-11, KLMHZ-12, KLMHZ-14 • WLS-401	Состав ихтиопланктона (икра, личинки рыб), общая численность, общая биомасса	по 1-му климатическому сезону (весна)	Руководство по методам гидробиологического анализа, Госкомгидромет
Бентос			
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500, DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-W1500 • WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403, WLS-501, WLS-503, WLS-601, WLS-603	Видовой состав, общая численность, общая биомасса организмов, биомасса и численность основных групп и видов, доминирующие виды и группы по численности и биомассе	по 3-м климатическим сезонам	Руководство по методам гидробиологического анализа, Госкомгидромет
Водная растительность			
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500, DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-W1500 • WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403, WLS-501, WLS-503, WLS-601, WLS-603	Флористический состав, процент распространения видов в сообществах, структура сообществ, обилие и проективное покрытие видов в %, степень трансформации растительности	по 3-м климатическим сезонам	Руководство по методам гидробиологического анализа, Госкомгидромет
Ихтиофауна			
• KLMHZ-2, KLMHZ-6, KLMHZ-11, KLMHZ-12, KLMHZ-14 • WLS-401	<u>Бенто-пелагическое сообщество рыб</u> Видовой состав рыб и его распределение в районе исследований; общая численность и общая биомасса по видам; улов на усилие/га по видам рыб и орудиям лова; наличие редких и охраняемых видов рыб, их количественное	по 3-м климатическим сезонам	Руководство по методам гидробиологического анализа, Госкомгидромет Инструкции по сбору и первичной обработке материалов водных ресурсов Каспийского бассейна и среды их обитания, КаспНИИРХ

Точки отбора проб	Замеряемые параметры	Периодичность контроля	Методика проведения контроля
	соотношение в улове. Индексы разнообразия: доминирования, равномерности распределения, Маргалефа, Шеннон-Уивера		Руководство по изучению рыб (преимущественно пресноводных), Правдин
• KLMHZ-2, KLMHZ-6, KLMHZ-11, KLMHZ-12, KLMHZ-14 • WLS-401	Нектонное сообщество рыб Видовой состав рыб и его распределение в районе исследований; общая численность и биомасса; улов на усилие/га по видам рыб и орудиям лова; наличие редких и охраняемых видов рыб, их количественное соотношение в улове; размерная структура уловов; возрастной состав уловов; для видов, составляющих ядро сообщества: индивидуальные биологические характеристики рыб (Q-общая масса, q-масса тела без внутренностей, L-общая длина рыбы, ℓ - длина рыбы без хвостового плавника, пол, стадия зрелости, возраст, плодовитость, темпы линейного роста); половой состав уловов и стадия половой зрелости рыб; наличие внешних паразитов, их локализация и количество, наличие полостных паразитов, их количество и вес; наличие отклонений (уродств) от типичного морфологического облика вида. Индексы разнообразия: доминирования, равномерности распределения, Маргалефа, Шеннон-Уивера	по 3-м климатическим сезонам	Руководство по методам гидробиологического анализа, Госкомгидромет Инструкции по сбору и первичной обработке материалов водных ресурсов Каспийского бассейна и среды их обитания, КаспНИИРХ Руководство по изучению рыб (преимущественно пресноводных), Правдин

Таблица 9.1.5 Показатели и периодичность мониторинга орнитофауны и тюленей

Станции мониторинга	Замеряемые параметры	Периодичность измерений	Методика проведения контроля
Орнитофауна			
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500, DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-W1500 • DWS-101, DWS-103, DWS-201, DWS-203, WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403	Видовой состав, численность, характер пребывания и особенности размещения на исследуемой территории, миграционная и кормовая активность птиц, реакция на источники воздействия	по 3-м климатическим сезонам	Методические рекомендации для проведения учета отдельных видов диких животных утвержденные приказом КЛиОХ МСХ РК № 191 от 23.08.2005 г.
Тюлени			
• KLMHZ-1-17 • DC, DC-N1000, DC-N1500, DC-E1000, DC-E1500, DC-S1000, DC-S1500, DC-W1000, DC-W1500 • DWS-101, DWS-103, DWS-201, DWS-203, WLS-101, WLS-103, WLS-201, WLS-203, WLS-301, WLS-303, WLS-401, WLS-403	Численность и встречаемость, характер пребывания и особенности размещения на контролируемой территории	по 3-м климатическим сезонам	Методические рекомендации для проведения учета отдельных видов диких животных утвержденные приказом КЛиОХ МСХ РК № 191 от 23.08.2005 г.

9.2. СУХОПУТНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Мониторинг воздействия при наземных комплексных исследованиях осуществляется с целью оценки воздействия на состояния окружающей среды в прибрежной и береговой зонах п-ва Бузачи.

Комплексные исследования охватывают все объекты природной среды суши, которые могут подвергаться прямому и косвенному воздействию в процессе производственно-операционных работ:

- воздушный бассейн;
- подземные воды;
- почвенный покров;
- растительность;
- таксономические группы животного мира.

Исследования проводятся на 15 линейных станциях мониторинга, размещенных с учетом планируемых работ (рис. 9.4).

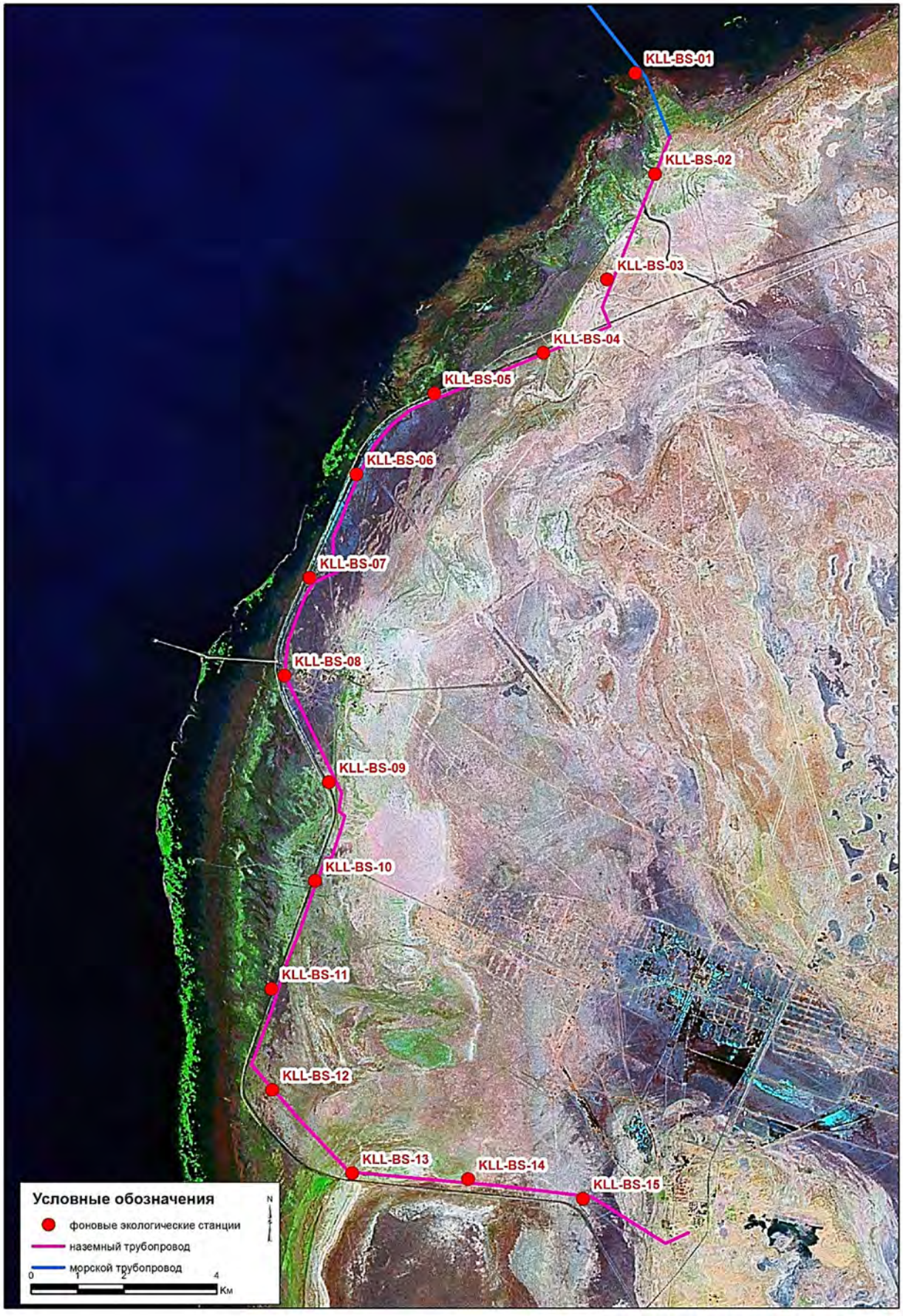


Рисунок 9.4. Рекомендуемая схема расположения станций мониторинга по сухопутной трассе трубопровода «Каламкас-море – Бузачи»

Рекомендуемый план-график наблюдений за состоянием атмосферного воздуха, подземных вод и почв представлен в табл. 9.2.1 – 9.2.3.

Таблица 9.2.1 Контролируемые параметры состояния атмосферного воздуха

№ контрольной точки (поста)	Контролируемое вещество	НМУ	Периодичность контроля	Методика проведения контроля
Метеорологические параметры				
KLL-BS 01-15	Общие метеоусловия (облачность (%); Направление и скорость ветра (м/с) Температура (˚С) Влажность воздуха (%) Атмосферное давление (кПа или мм.рт.ст.) Атмосферные осадки (мм)	не рассчитывается	по 3-м климатическим сезонам	Экспресс анализ
Состояние атмосферного воздуха				
KLL-BS 01-15	SO_2, NO, NO_2, CO, H_2S, CH_4, предельные углеводороды: C_1-C_5, C_6-C_{10}, C_{12}-C_{19}	не рассчитывается	по 3-м климатическим сезонам	СТ РК 2036-2010 МВИ-4215-002-56591409-2009 СТ РК 2.302-2021

Таблица 9.2.2 Контролируемые гидрохимические показатели подземных вод

Станции мониторинга	Контролируемые параметры	ПДК (мг/дм^3)	Периодичность контроля	Метод анализа
Гидрологические исследования				
Объекты БТК	Глубина скважин	-		Измерение (метрический)
Гидрофизические исследования				
Объекты БТК	Температура; Показатель (pH); Общее содержание взвешенных веществ	- - - -	по 4-м климатическим сезонам	Экспресс анализ
Гидрохимические исследования				
Объекты БТК	Фенолы; Тяжелые металлы: Cu Pb Zn	0.1 - 0,01 0,05	по 4-м климатическим сезонам	Спектрофотометрический Атомно-эмиссионно спектрометрический или вольтампер-параметрический

Таблица 9.2.3 Мониторинг загрязнения почвенного покрова

Точки отбора проб	Наименование контролируемых веществ	Предельно-допустимая концентрация, миллиграмм на килограмм (мг/кг)	Периодичность	Метод анализа
KLL-BS 01-15	Гумус, Общий азот pH водной вытяжки Карбонатные основания Поглощенные основания Общ. анализ водной вытяжки Гранулометрический состав	- - - - - - -	по 2-м климатическим сезонам (весна, осень)	Титриметрический Экспресс анализ
KLL-BS 01-15	Нефтепродукты Тяжелые металлы* (валовое содержание и подвижные формы: Zn Cu Pb	> 100 55 33 32	по 2-м климатическим сезонам (весна, осень)	Хроматографический Атомно-эмиссионно спектрометрический или вольтампер-параметрический

Исследование состояния растительности

Исследование растительного покрова основывается на маршрутном обследовании ландшафта с учетом количественного и таксономического состава растительных сообществ в полосе шириной от 30 до 100 м (в зависимости от состава сообществ и ареала распространения) вдоль трассы наземного трубопровода.

Исследование состояния животного мира

Исследование основывается на маршрутном учёте (за условный день) количественных показателей видового состава птиц, млекопитающих, пресмыкающихся, земноводных и беспозвоночных вдоль трассы наземного трубопровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Экологический Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI.
2. Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года №125-VI.
3. Водный Кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года № 481-II.
4. Кодекс Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» от 7 июля 2020 года № 360-VI.
5. Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года № 442-II.
6. Кодекс Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» от 25 декабря 2017 года № 120-VI.
7. Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» от 11 апреля 2014 года № 188-V.
8. Закон Республики Казахстан «О ратификации Рамочной конвенции по защите морской среды Каспийского моря» от 13 декабря 2005 года № 97-III.
9. Закон Республики Казахстан «О ратификации Соглашения о сотрудничестве в сфере предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в Каспийском море» от 23 июня 2015 года № 325-V.
10. Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года № 175-III.
11. Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 9 июля 2004 года № 593-II.
12. Закон Республики Казахстан «О растительном мире от 2 января 2023 года № 183-VII.
13. Закон Республики Казахстан «О защите растений» от 3 июля 2002 года № 331-II.
14. Закон Республики Казахстан «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан» от 16 июля 2001 года № 242.
15. Закон Республики Казахстан «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» от 26 декабря 2019 года № 288-VI.
16. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239.
17. Инструкция по организации и проведению экологической оценки, утв. приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.
18. Методические указания по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду, утв. приказом Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 29 октября 2010 года № 270-п.
19. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду, утв. приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63.
20. Правила разработки, применения, мониторинга и пересмотра справочников по наилучшим доступным техникам, утв. постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 октября 2021 года № 775.

21. Методика расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию, утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 5 мая 2018 года № 164.

22. Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий, приложение № 12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.

23. Правила разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля, утв. приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250.

24. Правила установления водоохранных зон и полос, утв. приказом Министра сельского хозяйства Республики Казахстан от 18 мая 2015 года № 19-1/446.

25. Правила разработки программы управления отходами, утв. приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года №318.

26. Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана, утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200.

27. Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций, утв. приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70.

28. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека, утв. приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.

29. 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.

30. Гигиенические нормативы показателей безопасности хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования, утв. приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 24 ноября 2022 года № ҚР ДСМ-138.

31. 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», утв. приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.

32. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утв. приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020.

33. Классификатор отходов, утв. приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.

34. Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека, утв. приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15.

35. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утв. приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020.

36. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно-опасным объектам», утв. приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 августа 2020 года № ҚР ДСМ-90.

37. СП РК 2.04-01-2017. Строительная климатология.

38. СНиП РК 4.01-02-2009. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения.

39. СН РК 4.01-03-2011. Водоотведение. Наружные сети и сооружения.

40. ГОСТ 30775-2001. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов. Основные положения.

41. Проект разработки месторождения Каламкас-море. Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2023.

42. Предварительная оценка воздействия на окружающую среду к проекту разработки месторождения Каламкас-море. ТОО «SED», 2018.

43. Технико-экономическое обоснование совместного освоения месторождений Каламкас-море и Хазар. Обустройство месторождения Каламкас-море. Предварительная оценка воздействия на окружающую среду. ТОО «SED», 2019.

44. В.И. Журавель, И.В. Журавель, М.Н. Мансуров. Практические вопросы учета аварийности морских скважин – Вести газовой науки № 2 (22), 2015.

45. Рабкина Е.В. Факторы, вызывающие разливы нефти на объектах обустройства морских месторождений. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», Уфимский государственный нефтяной технический университет, № 2, 2004.

46. Ковалевская О.Ю., Блиновская Я.Ю., Агошков А.И. и др. Риск возникновения чрезвычайных ситуаций при эксплуатации морских нефтедобывающих платформ. – Проблемы освоения георесурсов Дальнего Востока. Вып. 4 – М.: Горная книга, 2013, с. 3-11.

47. .Давыдова С.Л., Тагасов В.И. Нефть и нефтепродукты в окружающей среде. Учеб. пособие. - М.: Изд-во РУДН, 2004. - 163 с.

48. Морозов Н.В. Экологическая биотехнология: очистка природных и сточных вод макрофитами. – Казань, 2001. – 395 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

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**

15021708 **Страница 1 из 1**

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 «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасымалдағы құжатпен маңызды 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 2

КЛИМАТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПО ДАННЫМ МЕТЕОСТАНЦИЙ КУЛАЛЫ И ФОРТ-ШЕВЧЕНКО

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ
РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
«ҚАЗГИДРОМЕТ» ШАРУАШЫЛЫҚ
ЖҮРГІЗУ ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК
КӘСІПОРНЫНЫҢ МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫ
БОЙЫНША ФИЛИАЛЫ

ФИЛИАЛ РЕСПУБЛИКАНСКОГО
ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
НА ПРАВЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО
ВЕДЕНИЯ «КАЗГИДРОМЕТ»
МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ И
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ПО МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ

130001, Қазақстан Республикасы
Маңғыстау облысы, Ақтау қаласы
1 шағын аудан, №1 әкімшілік ғимарат
e-mail: info_mng@meteo.kz

130001, Республика Казахстан,
Мангистауская область, город Актау
1 микрорайон, адм.здание №1
e-mail: info_mng@meteo.kz

30-03/215
4D10B40B2AB145E0
18.04.2023

Директору ТОО
«SED» Носкову В.В.

Филиал РГП «Казгидромет» по Мангистауской области согласно Вашего запроса от 03.04.2023 года, предоставляет гидрометеорологическую информацию по данным ГМС Форт-Шевченко,ТДС ГМС Кулалы за последние 5 лет с 2018 года по 2022 год.

Приложение – 6 л.

Директор **Тулеугалиева А.Б.**

https://seddoc.kazhydromet.kz/0hZ9k0

Издатель ЭЦП - ҰЛТТЫҚ КУӘЛАНДЫРУШЫ ОРТАЛЫҚ (GOST), ТУЛЕУГАЛИЕВА АЙГУЛЬ, Республиканское государственное предприятие на праве хозяйственного ведения "Казгидромет" Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан, BIN990540002276

Исп:Кудайберген А.
Тел: 8(7292)30-30-34

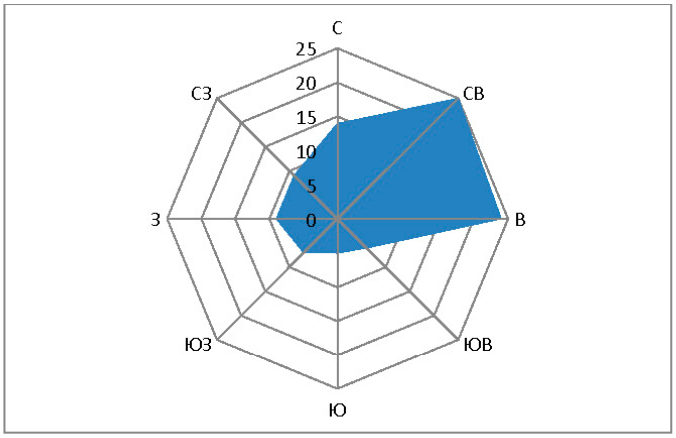
Метеорологические данные по ГМС Кулалы за 2018-2022г

Год	Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца, °С	Средняя минимальная температура воздуха самогохолодного месяца, °С	Скорость ветра, повторяемость превышения которой за год составляет 5%, м/с
2018	+32,4 июль	-7,4 январь	10
2019	+30,4 июнь	-3,2 январь	10
2020	+31,6 июль	-6,8 декабрь	10
2021	+32,7 август	-4,1 февраль	10
2022	+32,4 август	-5,5 декабрь	10

Год	Средняя скорость ветра по направлениям за год, м/с							
	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
2018	5,2	5,8	5,6	5,2	4,6	4,8	6,2	5,2
2019	5,0	5,1	4,9	4,6	4,7	4,6	6,1	5,4
2020	4,4	4,7	4,8	4,8	4,7	4,7	5,2	5,3
2021	4,8	5,1	5,5	5,4	5,3	5,0	5,9	5,9
2022	4,6	5,2	5,2	5,2	5,5	5,2	6,6	6,2

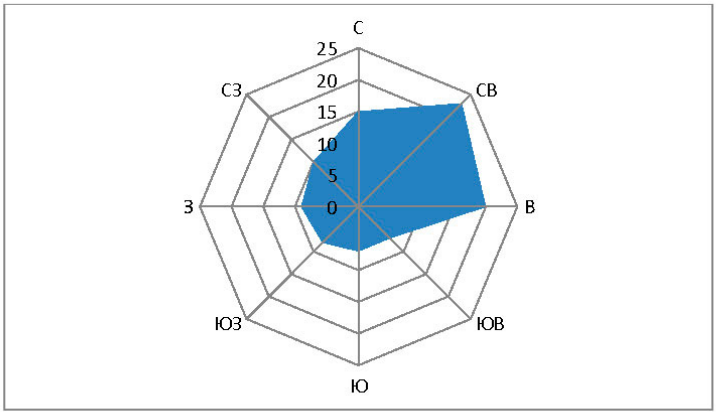
Повторяемость направлений ветра и штилей по 8 румбам (роза ветров) по ГМС Кулалы за 2018 год, %

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
14	25	24	6	5	7	9	9	1



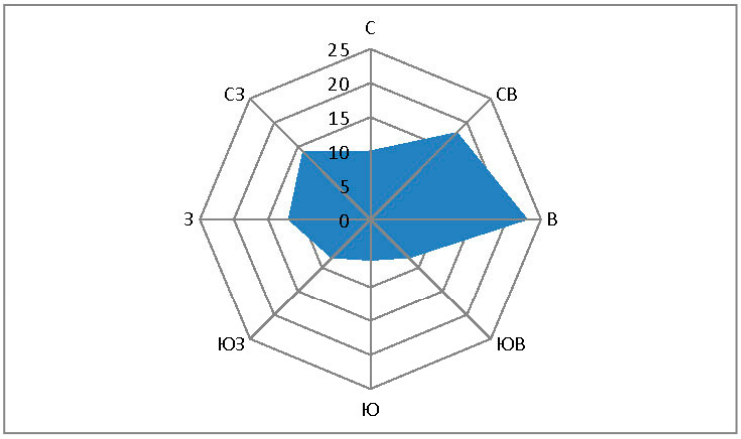
Повторяемость направлений ветра и штилей по 8 румбам (роза ветров) по ГМС Кулалы за 2019 год, %

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
15	23	20	7	7	8	9	10	1



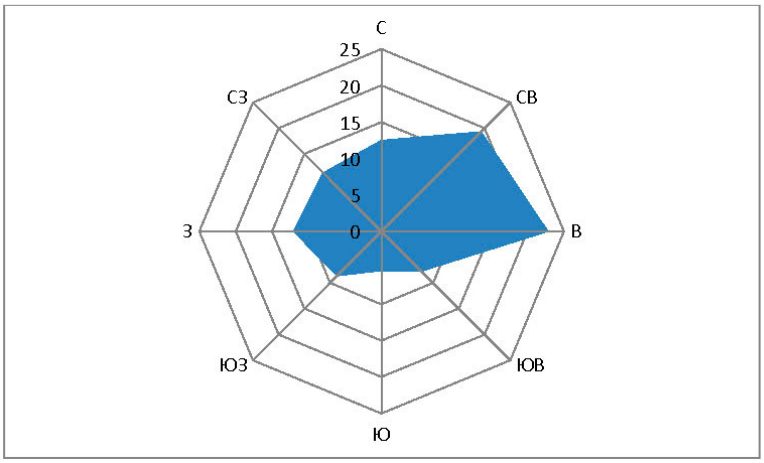
Повторяемость направлений ветра и штилей по 8 румбам (роза ветров) по ГМС Кулалы за 2020 год, %

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
10	18	23	8	6	8	12	14	1



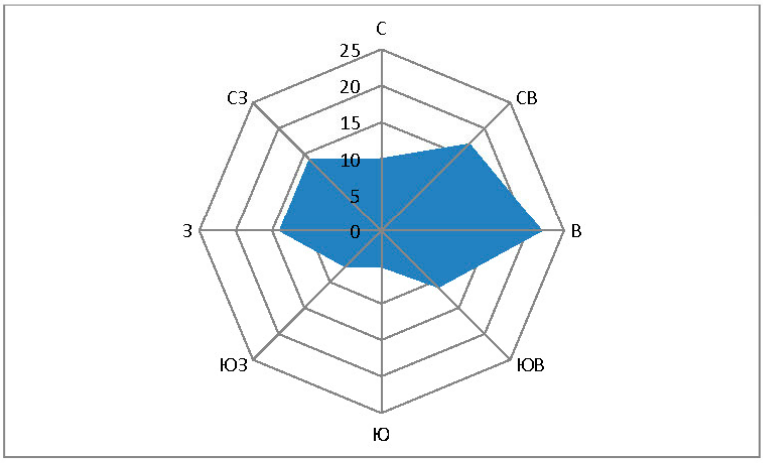
Повторяемость направлений ветра и штилей по 8 румбам (роза ветров) по ГМС Кулалы за 2021 год, %

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
13	19	23	8	5	9	12	11	0



Повторяемость направлений ветра и штилей по 8 румбам (роза ветров) по ГМС Кулалы за 2022 год, %

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
10	17	22	11	5	7	14	14	0



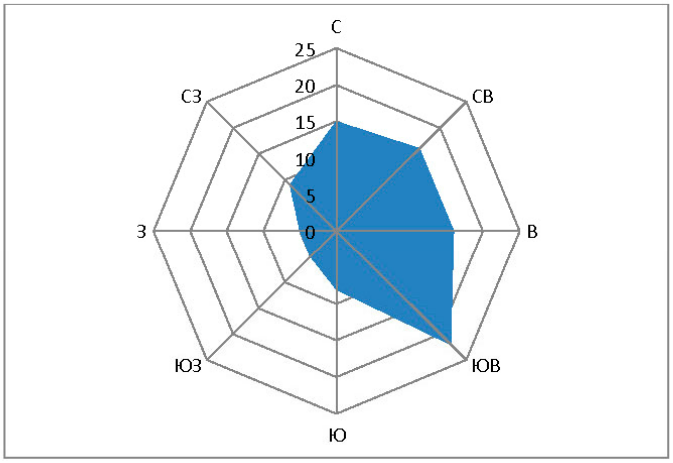
Метеорологические данные по ГМС Форт-Шевченко за 2018-2022г

Год	Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца, °С	Средняя минимальная температура воздуха самогохолодного месяца, °С	Скорость ветра, повторяемость превышения которой за год составляет 5%, м/с
2018	33,7 июль	-4,0 январь	14
2019	31,1 июнь	-1,0 январь	14
2020	32,3 июль	-4,1 декабрь	14
2021	33,6 август	-2,6 февраль	14
2022	33,9 август	-2,6 декабрь	14

Год	Средняя скорость ветра по направлениям за год, м/с							
	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
2018	4,1	4,4	4,4	4,7	3,8	3,0	4,1	4,6
2019	4,1	4,1	4,3	4,3	3,9	3,4	3,6	4,6
2020	3,8	4,0	4,6	4,9	4,5	3,5	4,2	4,6
2021	4,2	4,4	5,4	5,5	5,3	4,2	5,0	4,5
2022	4,0	4,0	5,1	5,3	4,6	3,9	5,6	5,2

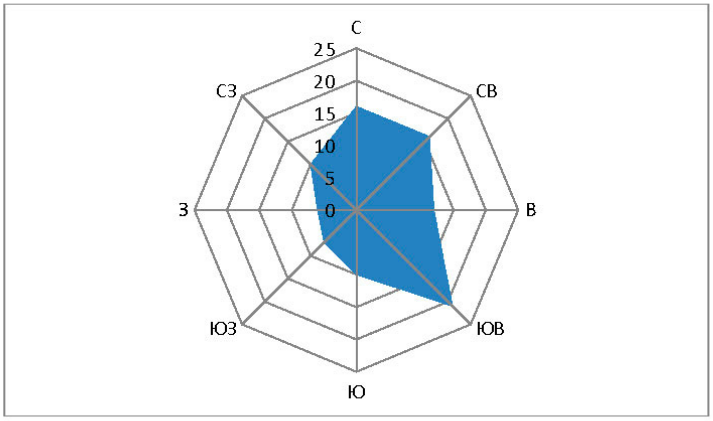
Повторяемость направлений ветра и штилей по 8 румбам (роза ветров) по ГМС Форт-Шевченко за 2018 год, %

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
15	16	16	22	8	5	5	9	4



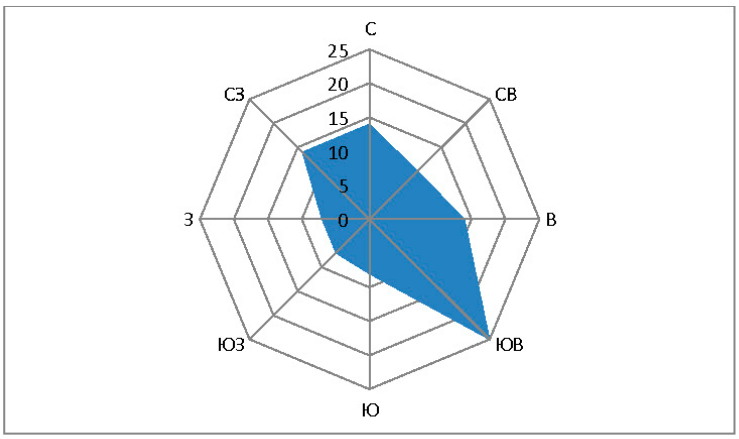
Повторяемость направлений ветра и штилей по 8 румбам (роза ветров) по ГМС Форт-Шевченко за 2019 год, %

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
16	16	12	21	10	7	6	10	2



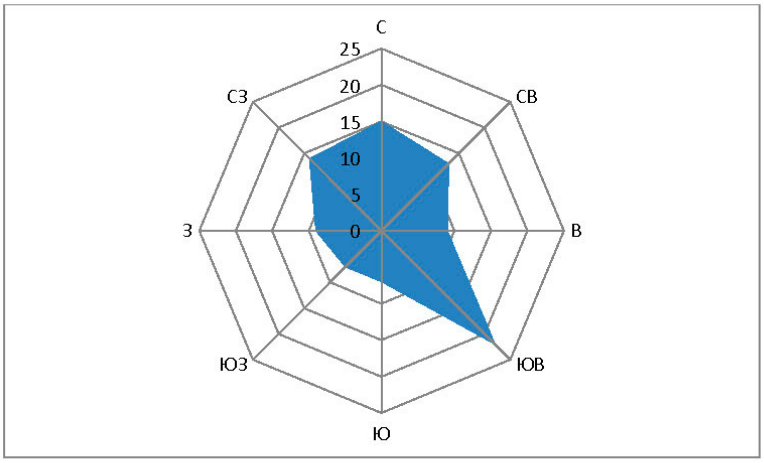
Повторяемость направлений ветра и штилей по 8 румбам (роза ветров) по ГМС Форт-Шевченко за 2020 год, %

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
14	10	14	25	8	7	7	14	1



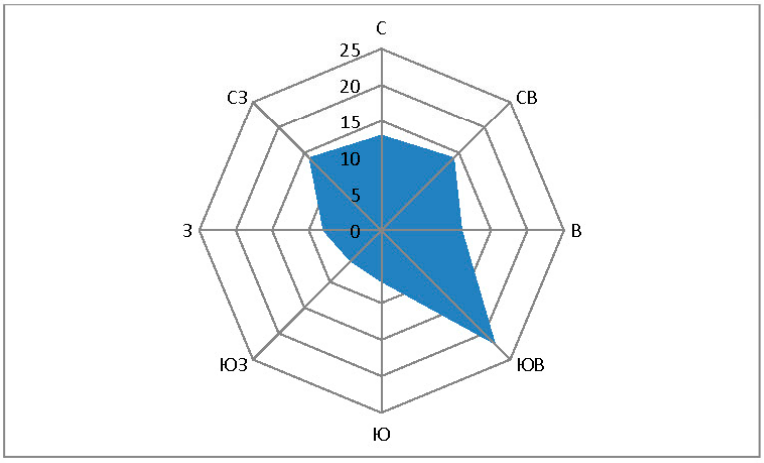
Повторяемость направлений ветра и штилей по 8 румбам (роза ветров) по ГМС Форт-Шевченко за 2021 год, %

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
15	13	9	22	7	7	9	14	4



Повторяемость направлений ветра и штилей по 8 румбам (роза ветров) по ГМС Форт-Шевченко за 2022 год, %

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
13	14	11	22	7	6	8	14	5



Исп:Кудайберген А.С.
Тел:8/7292/303-034

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ СФЕРЫ ОХВАТА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И (ИЛИ) СКРИНИНГА ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
№ KZ80VWF00097464 ОТ 18.05.2023 Г.

Номер: KZ80VWF00097464
Дата: 18.05.2023

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 представлены:
Заявление о намечаемой деятельности ТОО "Kalamkas-Khazar Operating"
Материалы поступили на рассмотрение № KZ20RYS00371812 от 05.04.2023 года

Общие сведения

Цель намечаемой деятельности - Разработка месторождения Каламкас-море с целью добычи углеводородного сырья.

Общие предполагаемые технические характеристики намечаемой деятельности, включая мощность производительность) объекта, его предполагаемые размеры, характеристику продукции Согласно прогнозным показателям добыча углеводородов на месторождении Каламкас-море планируется в пиковом объеме по нефти 4005 тыс. тонн в год, по газу 484 млн. м3 в год. Попутный газ будет использоваться на собственные нужды и утилизироваться путем закачки для временного хранения для последующей монетизации на следующих этапах реализации проекта. Для системы поддержания пластового давления предусматривается закачка воды в пиковом объеме 6466 тыс. м3 в год.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Краткое описание предполагаемых технических и технологических решений для намечаемой деятельности

Намечаемая деятельность предполагает разработку только Западного блока (объекты I и II) месторождения Каламкас-море. На месторождении в течение 5 лет будут введены в эксплуатацию 24 скважины, в том числе 16 добывающих, 6 водонагнетательных и 2 газонагнетательных. Для размещения устьев добывающих, газо- и водо-нагнетательных скважин будет использована морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) с буровой установкой и жилым модулем. На МЛСП предусматривается сбор пластовой продукции посредством входных манифольдов, индивидуальный и оперативный замер пластовой продукции, ввод в транспортируемый поток необходимых химреагентов и дальнейший транспорт с помощью многофазных трубопроводов на береговой технологический комплекс (БТК). На МЛСП предусмотрен прием и распределение воды для поддержания пластового давления (ППД), а также утилизация попутного газа от БТК в газовую шапку месторождения. Подготовленная нефть на установках БТК направляется в наземный терминал нефти (НТН), совмещенный с БТК, и далее, посредством трубопровода, транспортируется в систему КазТрансОйл (КТО).

Атмосферный воздух.

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

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.

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) Ожидаемые выбросы загрязняющих веществ от всех объектов месторождения Каламкас-море составят 1720,5 г/с, 10166,5 т/год. Ожидаемые выбросы ЗВ при эксплуатации морских объектов месторождения Каламкас море составят: 236,7 г/с (3595,3 т/год), из них: барий сульфат 0,167 г/с (0,792 т/год); железа оксид (3 кл.оп) 0,118 г/с (0,249 т/год); марганец и его соед. (2 кл.оп) 0,002 г/с (0,005 т/год); азота диоксид (2 кл.оп) 83,185 г/с (1250,056 т/год); азота оксид (3 кл.оп) 13,509 г/с (203,114 т/год); соляная кислота (2 кл.оп) 0,010 г/с (0,428 т/год); озон (1 кл.оп) 0,000008 г/с (0,00003 т/год); сажа (3 кл.оп) 6,017 г/с (84,140 т/год); сера диоксид (3 кл.оп) 14,595 г/с (233,076 т/год); сероводород (2 кл.оп) 0,007 г/с (0,163 т/год); окись углерода (4кл.оп) 74,839 г/с (1105,679 т/год); фтористый водород (2 кл.оп) 0,019 г/с (0,320 т/год); углеводороды предельные С1-С5 2.309 г/с (85.353 т/год); углеводороды предельные С6-С10 0,499 г/с (9,672 т/год); бензол (2 кл.оп) 0,002 г/с (0,063 т/год); ксилол (3 кл.оп) 0,125 г/с (1,051 т/год); этилбензол (2 кл.оп) 0,008 г/с (0,218 т/год); толуол (3 кл.оп) 0,019 г/с (0,612 т/год); бенз/а/пирен (1 кл.оп) 0,0001 г/с (0,002 т/год); п-. аминофенол 0,002 г/с (0,079 т/год); изопропиловый спирт (3 кл.оп) 0,0004 г/с (0,013 т/год); метанол (3кл.оп) 0,042 г/с (1,47 т/год); формальдегид (2 кл.оп) 1,511 г/с (20,743 т/год); смесь прир.меркаптанов (3 кл.оп) 0, 00001 г/с (0,00004 т/год); этилмеркаптан (3кл.оп) 0,0002 г/с (0,006 т/год); триалкиламины 0,0004 г/с (0,013 т/год); бензин (4 кл.оп) 0,008 г/с (0,073 т/год); масло минеральное нефтяное 0,594 г/с (9,513 т/год); сольвент нафта 0,022 г/с (0,748 т/год); уайт-спирит 0,233 г/с (1,142 т/год); углеводороды предельные С12-С19 (4 кл.оп) 38,183 г/с (578,345 т/год); глицерин 0,011 г/с (0,377 т/год); эмульсол 0,000009 г/с (0,00001 т/год); взвешенные частицы (3 кл.оп) 0,472 г/с (6,953 т/год); пыль неорг. SiO2: 70-20% (3 кл.оп) 0,189 г/с (0,842 т/год). Ожидаемые выбросы ЗВ при эксплуатации БТК месторождения Каламкас-море составят: 1483,8 г/с (6571,2 т/год), из них: калий хлорид (4 кл.оп) 0,108 г/с (0,567 т/год); натрий гидроксид 0,0002 г/с (0,002 т/год); натрий хлорид (3 кл.оп) 0,034 г/с (0,033 т/год); динатрий карбонат (3 кл.оп) 0,0001 г/с (0,0003 т/год); азота диоксид (2кл.оп) 231,200 г/с (1222,376 т/год); азотная кислота (2 кл.оп) 0,019 г/с (0,123 т/год); аммиак (4 кл.оп) 0,0009 г/с (0,011 т/год); азота оксид (3 кл.оп) 37,570 г/с (198,636 т/год); соляная кислота (2 кл.оп) 0,005 г/с (0,030 т/год); серная кислота (2 кл.оп) 0,0005 г/с (0,003 т/год); сажа (3 кл.оп) 11,261 г/с (106,610 т/год); сера диоксид (3 кл.оп) 88,498 г/с (190,312 т/год); сероводород (2кл.оп) 0,008 г/с (0,204 т/год); окись углерода (4кл.оп) 1011, 395 г/с (2960,749 т/год); метан 18,602 г/с (38,065 т/год); углеводороды предельные С1-С5 33,709 г/с (1150,273 т/год); углеводороды предельные С6-С10 8,759 г/с (355,206 т/год); этилен (3 кл.оп) 0,0009 г/с (0,031 т/год); бензол (2 кл.оп) 0,114 г/с (4,639 т/год); ксилол (3кл.оп) 0,081 г/с (1,971 т/год); этилбензол (2 кл.оп) 0,012 г/с (0,415 т/год); толуол (3кл.оп) 0,767 г/с (4,481 т/год); бенз/а/пирен (1кл.оп) 0,0001 г/с (0,0007 т/год); паминофенол 0.011 г/с (0.363 т/год); диэтиленгликоль (4 кл.оп) 0.016 г/с (0.543 т/год); ацетопропиловый спирт (4 кл.оп) 0,000008 г/с (0,00006 т/год); изопропиловый спирт (3 кл.оп) 0,040 г/с (0,066 т/год); метанол (3 кл.оп) 2,542 г/с (1,264 т/год); этиловый спирт (4 кл.оп) 0,013 г/с (0,008 т/год); гидроксибензол (2 кл.оп) 0.0002 г/с (0.005 т/год); этиленгликоль 0.0012 г/с (0.00009 т/год); триэтиленгликоль 0,165 г/с (4,508 т/год); формальдегид (2 кл.оп) 1,122 г/с (8,146 т/год); ацетон (4 кл.оп) 0,018 г/с (0,191 т/год); метилизобутилкетон (4 кл.оп) 0,908 г/с (0,845 т/год); этилмеркаптан (3 кл.оп) 0,005 г/с (0,015 т/год); триалкиламины 0,164 г/с (0,089 т/год); керосин 0 ,006 г/с (0,097 т/год); масло минеральное нефтяное 1,026 г/с (33,533 т/год); сольвент нафта 0,880 г/с (1,846 т/год); углеводороды предельные С12-С19 (4 кл.оп) 34,639 г/с (284,807.

Сброс в море загрязняющих веществ исключен. На МЛСП будет организован раздельный сбор образующихся загрязнённых сточных вод, с последующим вывозом на береговые приемные устройства БТК. На наземной части - сброс очищенных сточных вод в пруды-испарители. Ориентировочный объем сброса загрязняющих веществ составит: 41,4 тонн/год. Загрязняющие вещества: взвешенные вещества, хлориды (4 КО, регистр), сульфаты (4 КО), фосфаты (4 КО), азот аммонийный (3 КО), нитраты (3 КО), нитриты (2 КО), нефтепродукты (4 КО), фенолы (4 КО, регистр), АПАВ, железо общее (3 КО), ХПК (регистр), Качественные и количественные параметры сбросов являются ориентировочными и не подлежат утверждению в качестве нормативов эмиссий. Объемы водоотведения будут уточнены на последующих стадиях проектирования.

Водные ресурсы.

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.

Предполагаемый источник водоснабжения. Водовод Астрахань-Мангышлак для хозяйственно-питьевых и производственных нужд на БТК. На МЛСП источник водоснабжения: морская опресненная – для хоз-бытовых нужд; привозная питьевая – для питьевых нужд; морская – для производственных нужд. В качестве источника воды для системы ППД планируется использовать попутно-добываемую пластовую воду и воду с альб-сеноманских отложений. Трасса многофазного трубопровода пересекает водоохранную зону Каспийского моря. Водоснабжение будет осуществляться от водовода «АстраханьМангышлак» до БТК по договору. Забор непитьевой воды морской и из артезианских скважин будет осуществляться согласно ст.66 Водного Кодекса с оформлением разрешения на специальное водопользование. Технология очистки будет уточняться на следующих этапах проектирования. Качество питьевой воды будет соответствовать требованиям СП « Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственнопитьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденные приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан № 26 от 20 февраля 2023 года.; объемов потребления воды Предположительный объем водопотребления для БКТ составит: 4034 тыс. м3/ год, в том числе: на хоз-питьевые нужды- 6,3 тыс. м3/год; на производственные нужды - 4027,6 тыс. м3/год, из них из водовода «Астрахань-Мангышлак» - 400,5 тыс. м3/год; артезианские скважины - 3627,1 тыс. м3/ год (максимальные показатели для системы ППД). Предположительный объем водопотребления для МЛСП составит: 54 тыс. м3/год, в том числе: на хоз-питьевые нужды - 27,4 тыс. м3/год, из них морская вода на опреснительную установку 21,0 тыс. м3/год (в том числе после опреснения - 10,5 тыс. м3/год), привозная с берега 6,4 тыс. м3/год. На производственные - морская вода 26,5 тыс. м3/год. Для системы ППД максимальный объем рабочего агента составит: 6466,2 (добытая попутно-пластовая и вода из артезианских скважин). Объемы водопотребления будут уточнены на последующих стадиях проектирования.

На БТК волжская вода используется для производственных целей (для процесса обессоливания нефти, приготовления деминерализованной воды на производство пара и подпитку оборотных систем установок и т.д.) и для удовлетворения хозяйственно-питьевых нужд персонала. На МЛСП морская вода используется для опреснения на опреснительных установках, производственных нужд, в том числе при бурении скважин.

Растительный и животный мир.

На территории осуществления намечаемой деятельности зеленые насаждения отсутствуют. Намечаемая деятельность не предусматривает вырубку и перенос зеленых насаждений. Использование объектов животного мира для реализации намечаемой деятельности не требуется.

Вид недропользования – добыча углеводородов. Срок права недропользования – в соответствии с условиями Контракта.

Отходы.

Ожидается образование 33-х видов отходов производства и потребления, из которых 16 видов отходов отнесены к опасным, 8 видов отходов будут считаться не опасными, а к зеркальным отходам, обладающими опасными и не опасными свойствами, будут отнесены 4 и 5 видов соответственно. Основными источниками образования отходов производства и потребления будут производственная деятельность компании: буровые работы, техническое обслуживание оборудования и пр., а также жизнедеятельность персонала

Предполагаемый максимальный объём отходов составит 45465,3 т/год, в том числе опасных – 35913,0 т/год, не опасных – 3004,9 т/год, зеркальных – 6547,5 т/год. Указанные объемы будут уточнены на последующих стадиях проектирования. В соответствии с Правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей, утвержденными МЭГПР от 31 августа 2021 года № 346, пороговые значения для отходов не установлены.

Выводы о необходимости или отсутствия проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду:

Проект подлежит экологической оценке уполномоченным органом в области охраны окружающей среды согласно п.1 Распределения функций и полномочий между уполномоченным

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.

органом в области охраны окружающей среды и территориальными подразделениями, утвержденной приказом МЭГПР РК утвержденной приказом МЭГПР РК от 13 сентября 2021 года № 370.

Проект необходимо направить согласно статьи 72 Кодекса в рамках государственной услуги «Выдача заключения по результатам оценки воздействия на окружающую среду» в соответствии с приложением 4 к Правилам оказания государственных услуг в области охраны окружающей среды утвержденной приказом МЭГПР РК от 02.06.2020 г. № 130 (далее – Правила).

Согласно Правил необходимо представить:

1) заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности;

2) проект отчета о возможных воздействиях;

3) сопроводительное письмо с указанием предлагаемых мест, даты и времени начала проведения общественных слушаний, согласованных с местными исполнительными органами соответствующих административно-территориальных единиц;

Общественные слушания в отношении проекта отчета о возможных воздействиях проводятся согласно статьи 73 Кодекса, а также главы 3 Правил проведения общественных слушаний, утвержденных приказом МЭГПР РК от 03.08.2021г. № 286.

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 в соответствии с Инструкцией по организации и проведению экологической оценки, утвержденной приказом МЭГПР РК от 30 июля 2021 года №280. В проекте отчета о возможных воздействиях необходимо:

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).
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. 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.
6. 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;

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) 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;

Необходимо собюдать вышеуказанные треблования Кодекса.

7. Представить предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха, водных ресурсов, мест размещения отходов.

8. Необходимо отразить информацию о наличии земель оздоровительного, рекреационного и историко-культурного назначения на территории и вблизи расположения участка работ.

9. 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.

10. 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.

11. 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).

12. 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.

13. 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)

14. 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.

15. В соответствии со ст. 77 Кодекса составитель отчета о возможных воздействиях, инициатор несут ответственность, предусмотренную законами Республики Казахстан, за сокрытие

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.

полученных сведений о воздействиях на окружающую среду и представление недостоверных сведений при проведении оценки воздействия на окружающую среду.

16. 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

17. 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.

18. 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.

19. Предусмотреть мероприятия по сокращению объемов хранения серы в открытом виде на серных картах.

20. Провести анализ текущего состояния атмосферного воздуха на территории которых предполагается осуществление намечаемой деятельности, а также результаты фоновых исследований, если таковые имеются у инициатора.

21. Провести инвентаризацию выбросов загрязняющих веществ с указанием объема, класса опасности и источника ЗВ.

22. Предусмотреть мероприятия по охране атмосферного воздуха.

23. Разработать план действии при аварийных ситуациях по недопущению и (или) ликвидации последствии загрязнения окружающей среды (загрязнении земельных ресурсов, атмосферного воздуха и водных ресурсов) по отдельности.

24. В соответствии с приказом министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 2 сентября 2021 года № 353 необходимо разработать и согласовать «Отчет по анализу суммарной экологической выгоды от применения методов ЛАРН».

25. В соответствии с совместным приказом министра энергетики Республики Казахстан от 20 мая 2021 года № 174, министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 21 мая 2021

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.

года № 225 и министра индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан от 25 мая 2021 года № 260 необходимо, разработать и согласовать «Объектовые планы обеспечения готовности и действий по ликвидации разливов нефти на море, внутренних водоемах и в предохранительной зоне».

26. При осуществлении деятельности в государственной заповедной зоне в северной части Каспийского моря должны соблюдаться следующие экологические требования:работы, связанные с выемкой и перемещением грунтов, допускаются при наличии специального разрешения, выдаваемого уполномоченным государственным органом по изучению недр, за исключением аварийно-спасательных работ;строительство, монтаж и демонтаж сооружений могут осуществляться только при использовании технологий, обеспечивающих сбор всех видов загрязняющих веществ;при проведении любых видов строительных и иных работ запрещается использование взрывных работ в толще воды и на морском дне;взрывные работы под морским дном могут осуществляться по разрешению уполномоченных государственных органов в области охраны окружающей среды, использования и охраны водного фонда и по изучению недр; запрещаются нарушение мест гнездования водоплавающих и околоводных птиц, а также преграждение доступа к нерестилищам осетровых рыб;

27. забор воды из моря допускается только при условии оснащения водозаборных сооружений рыбозащитными устройствами;на водозаборных сооружениях должны быть установлены технические устройства для непрерывного контроля эффективности работы рыбозащитных устройств;запрещается сброс отходов в море; сброс сточных вод в море запрещается, за исключением ограниченного перечня очищенных сточных вод, в том числе вод систем охлаждения и пожаротушения, очищенных от нефти морских вод, балластовых вод, сбрасываемых по разрешению уполномоченных государственных органов в области охраны окружающей среды, использования и охраны водного фонда, а также государственного органа в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения; температура воды в результате сброса за пределами контрольного створа не должна повышаться более чем на пять градусов по сравнению со среднемесячной температурой воды в период сброса за последние три года; маршруты для транспорта должны выбираться таким образом, чтобы предотвратить или уменьшить их влияние на морских млекопитающих, рыб и птиц;

28. запрещается прокладка железнодорожных путей, автомобильных дорог, магистральных трубопроводов, не предусмотренных проектами в зоне действия специальных требований

29. Для проведения работ в водоохранной зоне и на мелководных прибрежных участках глубиной не более десяти метров должны использоваться транспортные средства, обеспечивающие сохранение высокопродуктивных донных сообществ и нерестилищ. В случае необходимости при проведении мониторинга состояния окружающей среды допускается использование специальных транспортных средств на расширенных гусеницах, шинах низкого давления, воздушной подушке, в минимальной степени нарушающих целостность почвенно-растительного покрова и существующих биоценозов.

30. При проведении разведки и (или) добычи углеводородов на море в государственной заповедной зоне в северной части Каспийского моря недропользователь обязан обеспечить соблюдение экологических требований, установленных 274 статьей

31. Недропользователь обязан осуществлять сжигание углеводородов на факелах при испытании скважин с применением указанной в настоящем пункте наилучшей доступной техники только при благоприятных погодных условиях, способствующих рассеиванию дымового шлейфа, при этом конструкция факельных установок должна обеспечивать полное сгорание углеводородов.

32. Выбросы в атмосферу при проведении разведки и (или) добычи углеводородов на море в государственной заповедной зоне в северной части Каспийского моря подлежат мониторингу и контролю в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан апробированными

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.

принципами и методами, принятыми в международной практике в области охраны окружающей среды при проведении операций по разведке и (или) добыче углеводородов.

33. Закачка отходов бурения в недра запрещается без предварительных операций по их обезвреживанию, определяемых в утвержденном проектном документе для проведения операций по недропользованию.

34. Закачка в недра попутного газа в северной части Каспийского моря, обеспечивающая увеличение нефтеотдачи путем поддержания пластового давления, сверх норм, предусмотренных утвержденным проектным документом для проведения операций по недропользованию, а также нагнетание попутного газа сверх проектных показателей запрещаются.

35. Все операции по обезвреживанию и хранению отходов бурения (шламов и растворов), не вовлекаемых в повторное использование и не закачиваемых в недра, должны осуществляться на специальном полигоне, расположенном вне государственной заповедной зоны в северной части Каспийского моря. Такой специальный полигон должен быть введен в эксплуатацию не позднее даты начала буровых работ.

36. Предусмотреть разрешения специального водопользования Водной бассейновой инспекции

37. До начала работ по добыче нефти за счет финансовых средств недропользователя должны разрабатываться комплексные программы по охране окружающей среды, включая мероприятия по охране нерестилищ и воспроизводству ценных промысловых рыб, а также сохранению среды обитания тюленей в государственной заповедной зоне в северной части Каспийского моря.

38. В составе буровых и тампонажных жидкостей не должны применяться вещества, не согласованные в составе утвержденного технического проекта.

39. Буровые установки необходимо комплектовать двигателями внутреннего сгорания, отвечающими требованиям Международной морской организации по предельным значениям выхлопов угарных газов.

40. При проведении операций по разведке и (или) добыче углеводородов на море на каждом морском объекте и каждом судне, на котором осуществляется перевозка нефти и нефтесодержащих грузов, должны размещаться ресурсы для ликвидации разливов нефти на море, внутренних водоемах и в предохранительной зоне Республики Казахстан, определяемые в соответствии с законодательством Республики Казахстан о недрах и недропользовании.

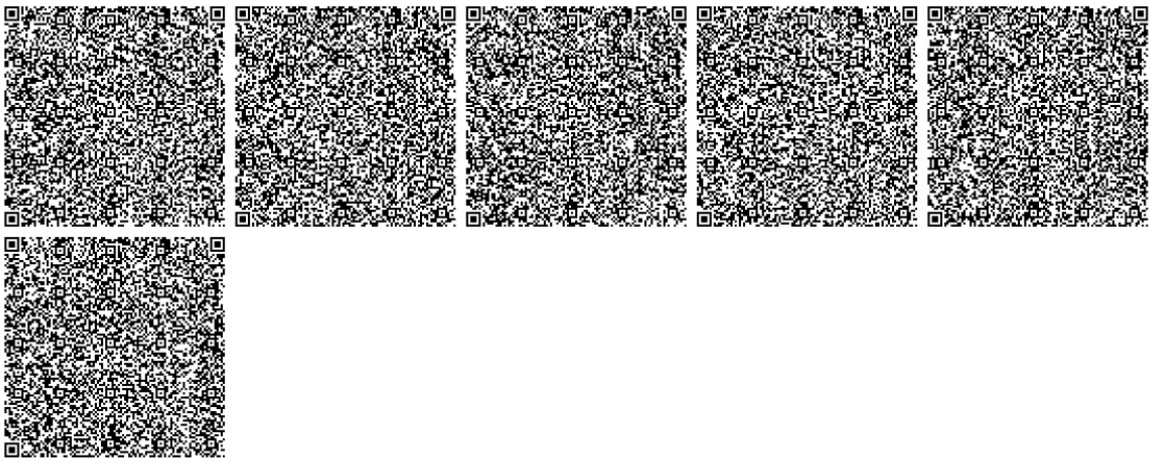
Заместитель председателя **А. Абдуалиев**

Исп. Шакизада Б.
74-12-10

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.

9



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 4

МАТЕРИАЛЫ К РАЗДЕЛУ «ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ»

СОДЕРЖАНИЕ

Приложение 4.1 Ориентировочные парметры источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы в тростниковой зоне 3

Приложение 4.2 Карты изолиний результатов расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере 59
Результаты расчета рассеивания МТК 60
Результаты расчета рассеивания БТК 78

Приложение 4.3 Ориентировочные теоретические расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферу 103
Морская платформа. Варианты 1-2 104
Морская платформа. Вариант 3 121
ЖПК типа НУР. Варианты 1-3 133
Внутрискважинные работы. Варианты 1-3 139
Сервисное обслуживание скважин. Варианты 1-3 149
Участок реагирования на нефтяные разливы. Варианты 1-3 159
Баржа эвакуации. Варианты 1-3 181
Буровая установка. Варианты 1-3 183
БТК. Варианты 1-3 201

ПРИЛОЖЕНИЕ 4.1
ОРИЕНТИРОВОЧНЫЕ ПАРМЕТРЫ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ. ПЕРЕЧЕНЬ ИСТОЧНИКОВ, ДАЮЩИХ НАИБОЛЬШИЕ ВКЛАДЫ В УРОВЕНЬ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ В ТРОСТНИКОВОЙ ЗОНЕ

Таблица П4.1-1 Ориентировочные параметры источников выбросов

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Морской технологический комплекс																					
001	Уст-480. Резервная дизельная станция (3 ген.)	1	Выхлопная труба	0101	25	0.5	38.42	7.543767	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	15.444	143.4672	15.444	143.4672	15.444	143.4672
														0304	Азота оксид (6)	2.5097	23.31342	2.5097	23.31342	2.5097	23.31342
														0328	Сажа (583)	1.0725	9.963	1.0725	9.963	1.0725	9.963
														0330	Сера диоксид (516)	2.145	19.926	2.145	19.926	2.145	19.926
														0337	Углерод оксид (584)	12.87	119.556	12.87	119.556	12.87	119.556
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.000023	0.0002192	0.000023	0.0002192	0.000023	0.0002192
														1325	Формальдегид (609)	0.2681	2.39112	0.2681	2.39112	0.2681	2.39112
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	6.435	59.778	6.435	59.778	6.435	59.778
001	Уст-480. Расходные резервуары ГСМ (3 ед.)	1	Дыхательный клапан	0102	25	0.05	1.13	0.0022222	30	9492123	5066574			0333	Сероводород (518)	0.000022	0.0000398	0.000022	0.0000398	0.000022	0.0000398
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0078	0.0141668	0.0078	0.0141668	0.0078	0.0141668
001	Уст-730. Пожарная мотопомпа (4 ед.)	1	Выхлопная труба	0103	27	0.4	35.07	4.40717	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	7.8192	3.672	7.8192	3.672	7.8192	3.672
														0304	Азота оксид (6)	1.2706	0.5967	1.2706	0.5967	1.2706	0.5967
														0328	Сажа (583)	0.543	0.255	0.543	0.255	0.543	0.255
														0330	Сера диоксид (516)	1.086	0.51	1.086	0.51	1.086	0.51
														0337	Углерод оксид (584)	6.516	3.06	6.516	3.06	6.516	3.06
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.000012	0.0000056	0.000012	0.0000056	0.000012	0.0000056
														1325	Формальдегид (609)	0.1358	0.0612	0.1358	0.0612	0.1358	0.0612
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	3.258	1.53	3.258	1.53	3.258	1.53
001	Уст-730. Расходные резервуары ГСМ	1	Дыхательный клапан	0104	26	0.076	0.49	0.0022222	30	9492123	5066574			0333	Сероводород (518)	0.000022	0.0000096	0.000022	0.0000096	0.000022	0.0000096
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0078	0.0034259	0.0078	0.0034259	0.0078	0.0034259
001	Уст-100. Устья скважин (18 ед.)	1	Неорганиз. источник	6101	7				30	9492123	5066574	20	1	0333	Сероводород (518)	0.0006	0.0215	0.0006	0.0215	0.0005	0.0169
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.4335	13.6681	0.4335	13.6681	0.3403	10.7301
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0345	1.0878	0.0345	1.0878	0.0298	0.9396
														0602	Бензол (64)	0.00029	0.0099	0.00029	0.0099	0.0002	0.0071
														0616	Ксилол (322)	0.00115	0.0366	0.00115	0.0366	0.0011	0.0351
														0620	Этилбензол (121)	0.00115	0.0353	0.00115	0.0353	0.0011	0.0336
														0621	Толуол (558)	0.0009	0.0277	0.0009	0.0277	0.0008	0.0244
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.00004	0.001	0.00004	0.001	0.00003	0.0008
														2735	Масло минеральное (716*)	0.00019	0.00601	0.00019	0.00601	0.000191	0.006008
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.2422	7.6398	0.2422	7.6398	0.1903	6.0016
001	Уст-120. Система распределения химреагентов	1	Неорганиз. источник	6102	7				30	9492123	5066574	5	5	0616	Ксилол (322)	0.0018	0.0566772	0.0018	0.0566772	0.0018	0.0566772
														0621	Толуол (558)	0.0126	0.3967404	0.0126	0.3967404	0.0126	0.3967404
														1001	4-Аминофенол (п-Аминофенол) (64*)	0.0023	0.0714816	0.0023	0.0714816	0.0023	0.0714816
														1051	Изопропиловый спирт (469)	0.00038	0.0119136	0.00038	0.0119136	0.00038	0.0119136
														1052	Метанол (338)	0.0225	0.7097352	0.0225	0.7097352	0.0225	0.7097352
														1860	Триалкиламины (1223*)	0.00038	0.0119136	0.00038	0.0119136	0.00038	0.0119136
														2750	Сольвент нафта (1149*)	0.0216	0.6801264	0.0216	0.6801264	0.0216	0.6801264
														2853	Глицерин (1010*)	0.0109	0.342954	0.0109	0.342954	0.0109	0.342954
001	Уст-130. Манифольд	1	Неорганиз. источник	6103	7				30	9492123	5066574	60	20	0333	Сероводород (518)	0.0022	0.0704199	0.0022	0.0704199	0.0018	0.0576163
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	1.4654	46.2124222	1.4654	46.2124222	1.199	37.8101636
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.1153	3.636158	0.1153	3.636158	0.1019	3.2123849
														0602	Бензол (64)	0.001	0.0320325	0.001	0.0320325	0.00076	0.0241114

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														0616	Ксилол (322)	0.0039	0.124187	0.0039	0.124187	0.0038	0.1199802
														0620	Этилбензол (121)	0.0038	0.1198249	0.0038	0.1198249	0.0036	0.1149869
														0621	Толуол (558)	0.003	0.0930892	0.003	0.0930892	0.0027	0.0835764
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.00012	0.0036536	0.00012	0.0036536	0.000095	0.0029893
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.7953	25.0795401	0.7953	25.0795401	0.6507	20.5196237
001	Уст-550. Система закрытого дренажа	1	Неорганиз. источник	6104	7				30	9492123	5066574	5	5	0333	Сероводород (518)	0.00021	0.0067967	0.00021	0.0067967	0.00021	0.0067967
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.0288	0.9072377	0.0288	0.9072377	0.0288	0.9072377
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0121	0.3789493	0.0121	0.3789493	0.0121	0.3789493
														0602	Бензол (64)	0.00009	0.0028443	0.00009	0.0028443	0.00009	0.0028443
														0616	Ксилол (322)	0.00045	0.0141535	0.00045	0.0141535	0.00045	0.0141535
														0620	Этилбензол (121)	0.00043	0.0135645	0.00043	0.0135645	0.00043	0.0135645
														0621	Толуол (558)	0.00031	0.0098591	0.00031	0.0098591	0.00031	0.0098591
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000023	0.0000717	0.0000023	0.0000717	0.0000023	0.0000717
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0768	2.4205993	0.0768	2.4205993	0.0768	2.4205993
001	Уст-190. Системы камер пуска/приема скребка	1	Неорганиз. источник	6105	7				30	9492123	5066574	5	15	0333	Сероводород (518)	0.00088	0.0276	0.00088	0.0276	0.000086	0.0027226
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.1782	5.6165	0.1782	5.6165	0.0597	1.8814873
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.01	0.3143	0.01	0.3143	0.0048	0.1517985
														0602	Бензол (64)	0.00014	0.0043	0.00014	0.0043	0.000036	0.0011394
														0616	Ксилол (322)	0.00021	0.0067	0.00021	0.0067	0.00018	0.0056696
														0620	Этилбензол (121)	0.00021	0.0067	0.00021	0.0067	0.00017	0.0054336
														0621	Толуол (558)	0.00022	0.0069	0.00022	0.0069	0.00013	0.0039493
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000094	0.0003	0.0000094	0.0003	0.0000047	0.0001488
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.3187	10.0564	0.3187	10.0564	0.0307	0.9696374
001	Система закачки остаточного газа	1	Неорганиз. источник	6107	7				30	9492123	5066574	5	5	0333	Сероводород (518)	0.0000044	0.000139	0.0000044	0.000139		
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.1945	11.7436527	0.1945	11.7436527		
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0098	0.4196433	0.0098	0.4196433		
														0602	Бензол (64)	0.00018	0.0081204	0.00018	0.0081204		
														0616	Ксилол (322)	0.000097	0.0032388	0.000097	0.0032388		
														0620	Этилбензол (121)	0.00011	0.0037714	0.00011	0.0037714		
														0621	Толуол (558)	0.00022	0.0082237	0.00022	0.0082237		
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.000015	0.000485	0.000015	0.000485		
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.00015	0.0046804	0.00015	0.0046804		
001	Уст-100. Гидравлический блок питания	1	Неорганиз. источник	6108	7				30	9492123	5066574	5	5	2735	Масло минеральное (716*)	0.00021	0.0067575	0.00021	0.0067575	0.00021	0.0067575
001	Уст-100. Гидравлический блок питания	1	Неорганиз. источник	6109	7				30	9492123	5066574	5	5	2735	Масло минеральное (716*)	0.00021	0.0067575	0.00021	0.0067575	0.00021	0.0067575
001	Уст-220. Мультифазные эксплуатационные насосы	1	Неорганиз. источник	6110	7				30	9492123	5066574	5	5	0333	Сероводород (518)	0.00017	0.0054538	0.00017	0.0054538	0.00017	0.0054538
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.0099	0.3130618	0.0099	0.3130618	0.0099	0.3130618
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0113	0.3574103	0.0113	0.3574103	0.0113	0.3574103
														0602	Бензол (64)	0.000085	0.0026826	0.000085	0.0026826	0.000085	0.0026826
														0616	Ксилол (322)	0.00042	0.013349	0.00042	0.013349	0.00042	0.013349
														0620	Этилбензол (121)	0.00041	0.0127935	0.00041	0.0127935	0.00041	0.0127935
														0621	Толуол (558)	0.00029	0.0092987	0.00029	0.0092987	0.00029	0.0092987

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														2735	Масло минеральное (716*)	0.000011	0.0048993	0.000011	0.0048993	0.000011	0.0048993
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0616	1.9423322	0.0616	1.9423322	0.0616	1.9423322
001	Уст-480. Линия подачи ГСМ	1	Неорганиз. источник	6111	7				30	9492123	5066574	5	5	0333	Сероводород (518)	0.00015	0.0046162	0.00015	0.0046162	0.00015	0.0046162
														2735	Масло минеральное (716*)	0.0475	1.498398	0.0475	1.498398	0.0475	1.498398
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0521	1.6440158	0.0521	1.6440158	0.0521	1.6440158
001	Уст-120. Система распределения метанола	1	Неорганиз. источник	6112	7				30	9492123	5066574	5	5	1052	Метанол (338)	0.0199	0.6266028	0.0199	0.6266028	0.0199	0.6266028
														2735	Масло минеральное (716*)	0.000049	0.0015567	0.000049	0.0015567	0.000049	0.0015567
001	Уст-730. Линия подачи ГСМ	1	Неорганиз. источник	6113	7				30	9492123	5066574	5	5	0333	Сероводород (518)	0.0002	0.0062571	0.0002	0.0062571	0.0002	0.0062571
														2735	Масло минеральное (716*)	0.0843	2.65866	0.0843	2.65866	0.0843	2.65866
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0707	2.2284189	0.0707	2.2284189	0.0707	2.2284189
ЖПК типа "Нур"																					
002	Генератор	1	Выхлопная труба	0801	15	0.35	55.82	5.3705259	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	2.4586	70.419888	2.4586	70.419888	2.4586	70.419888
														0304	Азота оксид (6)	0.3995	11.4432318	0.3995	11.4432318	0.3995	11.4432318
														0328	Сажа (583)	0.1729	5.068098	0.1729	5.068098	0.1729	5.068098
														0330	Сера диоксид (516)	0.5763	16.271262	0.5763	16.271262	0.5763	16.271262
														0337	Углерод оксид (584)	2.4587	69.35292	2.4587	69.35292	2.4587	69.35292
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000054	0.0001494	0.0000054	0.0001494	0.0000054	0.0001494
														1325	Формальдегид (609)	0.0461	1.33371	0.0461	1.33371	0.0461	1.33371
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	1.1525	33.34275	1.1525	33.34275	1.1525	33.34275
002	Генератор	1	Выхлопная труба	0802	15	0.35	55.82	5.3705259	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	2.4586	70.419888	2.4586	70.419888	2.4586	70.419888
														0304	Азота оксид (6)	0.3995	11.4432318	0.3995	11.4432318	0.3995	11.4432318
														0328	Сажа (583)	0.1729	5.068098	0.1729	5.068098	0.1729	5.068098
														0330	Сера диоксид (516)	0.5763	16.271262	0.5763	16.271262	0.5763	16.271262
														0337	Углерод оксид (584)	2.4587	69.35292	2.4587	69.35292	2.4587	69.35292
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000054	0.0001494	0.0000054	0.0001494	0.0000054	0.0001494
														1325	Формальдегид (609)	0.0461	1.33371	0.0461	1.33371	0.0461	1.33371
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	1.1525	33.34275	1.1525	33.34275	1.1525	33.34275
002	Генератор (резервный)	1	Выхлопная труба	0803	15	0.2	75.93	2.3854169	400	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	1.3226	0.5579136	1.3226	0.5579136	1.3226	0.5579136
														0304	Азота оксид (6)	0.2149	0.090661	0.2149	0.090661	0.2149	0.090661
														0328	Сажа (583)	0.0861	0.0348696	0.0861	0.0348696	0.0861	0.0348696
														0330	Сера диоксид (516)	0.2067	0.087174	0.2067	0.087174	0.2067	0.087174
														0337	Углерод оксид (584)	1.0678	0.4533048	1.0678	0.4533048	1.0678	0.4533048
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000021	0.00000096	0.0000021	0.00000096	0.0000021	0.00000096
														1325	Формальдегид (609)	0.0207	0.0087174	0.0207	0.0087174	0.0207	0.0087174
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.4994	0.2092176	0.4994	0.2092176	0.4994	0.2092176
002	Котел "Garioni Naval"	1	Дымовая труба	0804	8	0.4	3.47	0.4360541	200	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0726	1.1445445	0.0726	1.1445445	0.0726	1.1445445
														0304	Азота оксид (6)	0.0118	0.1859885	0.0118	0.1859885	0.0118	0.1859885
														0328	Сажа (583)	0.0053	0.0838332	0.0053	0.0838332	0.0053	0.0838332
														0330	Сера диоксид (516)	0.125	1.9717569	0.125	1.9717569	0.125	1.9717569
														0337	Углерод оксид (584)	0.2909	4.5873527	0.2909	4.5873527	0.2909	4.5873527
002	Пожарная мотопомпа	1	Выхлопная труба	0805	17	0.11	39.08	0.3713905	400	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.1962	0.0868608	0.1962	0.0868608	0.1962	0.0868608
														0304	Азота оксид (6)	0.0319	0.0141149	0.0319	0.0141149	0.0319	0.0141149
														0328	Сажа (583)	0.0128	0.0054288	0.0128	0.0054288	0.0128	0.0054288
														0330	Сера диоксид (516)	0.0307	0.013572	0.0307	0.013572	0.0307	0.013572
														0337	Углерод оксид (584)	0.1584	0.0705744	0.1584	0.0705744	0.1584	0.0705744
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000031	0.00000015	0.00000031	0.00000015	0.00000031	0.00000015
														1325	Формальдегид (609)	0.0031	0.0013572	0.0031	0.0013572	0.0031	0.0013572
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0741	0.0325728	0.0741	0.0325728	0.0741	0.0325728
002	Пожарная мотопомпа	1		0806	17	0.11	39.08	0.3713905	400	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.1962	0.0868608	0.1962	0.0868608	0.1962	0.0868608

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
			Выхлопная труба											0304	Азота оксид (6)	0.0319	0.0141149	0.0319	0.0141149	0.0319	0.0141149
														0328	Сажа (583)	0.0128	0.0054288	0.0128	0.0054288	0.0128	0.0054288
														0330	Сера диоксид (516)	0.0307	0.013572	0.0307	0.013572	0.0307	0.013572
														0337	Углерод оксид (584)	0.1584	0.0705744	0.1584	0.0705744	0.1584	0.0705744
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000031	0.00000015	0.00000031	0.00000015	0.00000031	0.00000015
														1325	Формальдегид (609)	0.0031	0.0013572	0.0031	0.0013572	0.0031	0.0013572
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0741	0.0325728	0.0741	0.0325728	0.0741	0.0325728
002	Пожарная мотопомпа	1	Выхлопная труба	0807	17	0.11	39.08	0.3713905	400	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.1962	0.0868608	0.1962	0.0868608	0.1962	0.0868608
														0304	Азота оксид (6)	0.0319	0.0141149	0.0319	0.0141149	0.0319	0.0141149
														0328	Сажа (583)	0.0128	0.0054288	0.0128	0.0054288	0.0128	0.0054288
														0330	Сера диоксид (516)	0.0307	0.013572	0.0307	0.013572	0.0307	0.013572
														0337	Углерод оксид (584)	0.1584	0.0705744	0.1584	0.0705744	0.1584	0.0705744
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000031	0.00000015	0.00000031	0.00000015	0.00000031	0.00000015
														1325	Формальдегид (609)	0.0031	0.0013572	0.0031	0.0013572	0.0031	0.0013572
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0741	0.0325728	0.0741	0.0325728	0.0741	0.0325728
002	Инсинератор	1	Дымовая труба	0808	10	0.3	2.9	0.2049894	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0668377	1.0538966	0.0668377	1.0538966	0.0668377	1.0538966
														0304	Азота оксид (6)	0.0108611	0.1712582	0.0108611	0.1712582	0.0108611	0.1712582
														0316	Соляная кислота (163)	0.0024492	0.038619	0.0024492	0.038619	0.0024492	0.038619
														0330	Сера диоксид (516)	0.0961002	1.5153085	0.0961002	1.5153085	0.0961002	1.5153085
														0337	Углерод оксид (584)	0.1534233	2.4191778	0.1534233	2.4191778	0.1534233	2.4191778
														0342	Фтористый водород (617)	0.0051025	0.0804562	0.0051025	0.0804562	0.0051025	0.0804562
														2902	Взвешенные частицы (116)	0.3982254	6.2792177	0.3982254	6.2792177	0.3982254	6.2792177
002	Резервуары ГСМ	1	Дыхательный клапан	0809	15	0.1	2	0.015708	30	9492123	5066574			0333	Сероводород (518)	0.00012	0.0001107	0.00012	0.0001107	0.00012	0.0001107
														2735	Масло минеральное (716*)	0.0001	0.0020028	0.0001	0.0020028	0.0001	0.0020028
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0418	0.0394276	0.0418	0.0394276	0.0418	0.0394276
002	Механическая мастерская	1	Вент.труба	0810	11	0.2	4.46	0.1401154	30	9492123	5066574			2868	Эмульсол (1435*)	0.00000205	0.00000272	0.00000205	0.00000272	0.00000205	0.00000272
														2902	Взвешенные частицы (116)	0.0024	0.0031536	0.0024	0.0031536	0.0024	0.0031536
														2908	Пыль неорг., SiO2: 70-20% (494)	0.0016	0.0021024	0.0016	0.0021024	0.0016	0.0021024
002	Система подачи ГСМ	1	Неорганиз. источник	6801	6				30	9492123	5066574	5	5	0333	Сероводород (518)	0.00017	0.0053837	0.00017	0.0053837	0.00017	0.0053837
														2735	Масло минеральное (716*)	0.0344	1.0845272	0.0344	1.0845272	0.0344	1.0845272
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0608	1.917383	0.0608	1.917383	0.0608	1.917383
002	Участок покраски	1	Неорганиз. источник	6802	6				30	9492123	5066574	2	2	0616	Ксилол (322)	0.0162	0.1252	0.0162	0.1252	0.0162	0.1252
														2752	Уайт-спирит (1294*)	0.0194	0.2372	0.0194	0.2372	0.0194	0.2372
Внутрискважинные работы																					
003	Термоокислитель Bekaert CEB 350	1	Дымовая труба	0301	11.1	0.5	2.73	0.5357885	1000	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0024	0.0127705	0.0024	0.0127705	0.0024	0.0127705
														0304	Азота оксид (6)	0.00039	0.0020752	0.00039	0.0020752	0.00039	0.0020752
														0330	Сера диоксид (516)	0.0019	0.009600802	0.0019	0.009600802	0.0019	0.009600802
														0333	Сероводород (518)	2.20E-08	0.00000011	2.20E-08	0.00000011	2.20E-08	0.00000011
														0337	Углерод оксид (584)	0.0012	0.0062945	0.0012	0.0062945	0.0012	0.0062945
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.00068	0.0035552	0.00068	0.0035552	0.00068	0.0035552
003	Воздушный компрессор Atlas Copco	1	Выхлопная труба	0302	7.2	0.08	16.91	0.085	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0425	0.2290752	0.0425	0.2290752	0.0425	0.2290752
														0304	Азота оксид (6)	0.0069	0.0372247	0.0069	0.0372247	0.0069	0.0372247
														0328	Сажа (583)	0.0049	0.02619	0.0049	0.02619	0.0049	0.02619
														0330	Сера диоксид (516)	0.0065	0.0321264	0.0065	0.0321264	0.0065	0.0321264
														0337	Углерод оксид (584)	0.0466	0.251424	0.0466	0.251424	0.0466	0.251424
														0703	Бенз/а/пирен (54)	8.70E-08	0.00000048	8.70E-08	0.00000048	8.70E-08	0.00000048
														1325	Формальдегид (609)	0.0011	0.0048888	0.0011	0.0048888	0.0011	0.0048888

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0244	0.1312992	0.0244	0.1312992	0.0244	0.1312992
003	Резервуары баз.масла и дизтоплива	1	Дыхательный клапан	0303	15	0.05	1.58	0.0031	30	9492123	5066574			0333	Сероводород (518)	0.00003	0.000041	0.00003	0.000041	0.00003	0.000041
														2735	Масло минеральное (716*)	0.00098	0.0006624	0.00098	0.0006624	0.00098	0.0006624
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0109	0.0146071	0.0109	0.0146071	0.0109	0.0146071
003	Мотопомпы высокой мощности (SPF 343)	1	Выхлопная труба	0304	8	0.5	34.89	6.85	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	3.843	69.863648	3.843	69.863648	3.843	69.863648
														0304	Азота оксид (6)	0.6245	11.3528428	0.6245	11.3528428	0.6245	11.3528428
														0328	Сажа (583)	0.3498	6.397398	0.3498	6.397398	0.3498	6.397398
														0330	Сера диоксид (516)	0.6063	10.357692	0.6063	10.357692	0.6063	10.357692
														0337	Углерод оксид (584)	4.0109	73.11312	4.0109	73.11312	4.0109	73.11312
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000075	0.0001401	0.0000075	0.0001401	0.0000075	0.0001401
														1325	Формальдегид (609)	0.0933	1.421644	0.0933	1.421644	0.0933	1.421644
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	2.0988	38.181296	2.0988	38.181296	2.0988	38.181296
003	Мотопомпы средней мощности	1	Выхлопная труба	0305	8	0.2	18.97	0.596	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.4166	8.842752	0.4166	8.842752	0.4166	8.842752
														0304	Азота оксид (6)	0.0677	1.4369472	0.0677	1.4369472	0.0677	1.4369472
														0328	Сажа (583)	0.0372	0.7272	0.0372	0.7272	0.0372	0.7272
														0330	Сера диоксид (516)	0.0744	1.483488	0.0744	1.483488	0.0744	1.483488
														0337	Углерод оксид (584)	0.4234	9.01728	0.4234	9.01728	0.4234	9.01728
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000086	0.0000183	0.00000086	0.0000183	0.00000086	0.0000183
														1325	Формальдегид (609)	0.0086	0.174528	0.0086	0.174528	0.0086	0.174528
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.206	4.3632	0.206	4.3632	0.206	4.3632
003	Многоцелевой насосный блок	1	Выхлопная труба	0306	8	0.25	15.03	0.738	400	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.9536	5.376	0.9536	5.376	0.9536	5.376
														0304	Азота оксид (6)	0.155	0.8736	0.155	0.8736	0.155	0.8736
														0328	Сажа (583)	0.0621	0.336	0.0621	0.336	0.0621	0.336
														0330	Сера диоксид (516)	0.149	0.84	0.149	0.84	0.149	0.84
														0337	Углерод оксид (584)	0.7698	4.368	0.7698	4.368	0.7698	4.368
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000015	0.0000092	0.0000015	0.0000092	0.0000015	0.0000092
														1325	Формальдегид (609)	0.0149	0.084	0.0149	0.084	0.0149	0.084
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.3601	2.016	0.3601	2.016	0.3601	2.016
003	Генератор колтюбинговой установки	1	Выхлопная труба	0307	7	0.2	38.93	1.223	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.544	3.2256	0.544	3.2256	0.544	3.2256
														0304	Азота оксид (6)	0.0884	0.52416	0.0884	0.52416	0.0884	0.52416
														0328	Сажа (583)	0.0354	0.2016	0.0354	0.2016	0.0354	0.2016
														0330	Сера диоксид (516)	0.085	0.504	0.085	0.504	0.085	0.504
														0337	Углерод оксид (584)	0.4392	2.6208	0.4392	2.6208	0.4392	2.6208
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000085	0.0000055	0.00000085	0.0000055	0.00000085	0.0000055
														1325	Формальдегид (609)	0.0085	0.0504	0.0085	0.0504	0.0085	0.0504
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.2054	1.2096	0.2054	1.2096	0.2054	1.2096
003	Генератор башни ГНКТ	1	Выхлопная труба	0308	6	0.15	34.63	0.612	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.1442	1.72	0.1442	1.72	0.1442	1.72
														0304	Азота оксид (6)	0.0234	0.2795	0.0234	0.2795	0.0234	0.2795
														0328	Сажа (583)	0.0123	0.15	0.0123	0.15	0.0123	0.15
														0330	Сера диоксид (516)	0.0193	0.225	0.0193	0.225	0.0193	0.225
														0337	Углерод оксид (584)	0.126	1.5	0.126	1.5	0.126	1.5
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000023	0.0000028	0.00000023	0.0000028	0.00000023	0.0000028
														1325	Формальдегид (609)	0.0026	0.03	0.0026	0.03	0.0026	0.03
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.063	0.75	0.063	0.75	0.063	0.75
003	Резервуары соляной кислоты	1	Дыхательный клапан	0309	6	0.05	0.02	0.00003	30	9492123	5066574			0316	Соляная кислота (163)	0.000299723	0.00120991	0.000299723	0.00120991	0.000299723	0.00120991
003	Генератор цементного участка	1	Выхлопная труба	0310	7	0.35	11.11	1.069	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	1.8311	2.72448	1.8311	2.72448	1.8311	2.72448
														0304	Азота оксид (6)	0.2976	0.442728	0.2976	0.442728	0.2976	0.442728
														0328	Сажа (583)	0.1667	0.24948	0.1667	0.24948	0.1667	0.24948
														0330	Сера диоксид (516)	0.2889	0.40392	0.2889	0.40392	0.2889	0.40392
														0337	Углерод оксид (584)	1.9111	2.8512	1.9111	2.8512	1.9111	2.8512

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000036	0.0000055	0.0000036	0.0000055	0.0000036	0.0000055
														1325	Формальдегид (609)	0.0444	0.05544	0.0444	0.05544	0.0444	0.05544
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	1	1.48896	1	1.48896	1	1.48896
003	Центробежные мотопомпы	1	Выхлопная труба	0311	6.5	0.15	17.77	0.3140226	250	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.24	1.86624	0.24	1.86624	0.24	1.86624
														0304	Азота оксид (6)	0.039	0.303264	0.039	0.303264	0.039	0.303264
														0328	Сажа (583)	0.0156	0.11664	0.0156	0.11664	0.0156	0.11664
														0330	Сера диоксид (516)	0.0375	0.2916	0.0375	0.2916	0.0375	0.2916
														0337	Углерод оксид (584)	0.1938	1.51632	0.1938	1.51632	0.1938	1.51632
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000038	0.0000032	0.00000038	0.0000032	0.00000038	0.0000032
														1325	Формальдегид (609)	0.0038	0.02916	0.0038	0.02916	0.0038	0.02916
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0906	0.69984	0.0906	0.69984	0.0906	0.69984
003	Воздушные компрессоры	1	Выхлопная труба	0312	7.2	0.2	17.28	0.543	250	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.4234	2.2952	0.4234	2.2952	0.4234	2.2952
														0304	Азота оксид (6)	0.0688	0.37297	0.0688	0.37297	0.0688	0.37297
														0328	Сажа (583)	0.0378	0.18875	0.0378	0.18875	0.0378	0.18875
														0330	Сера диоксид (516)	0.0756	0.38505	0.0756	0.38505	0.0756	0.38505
														0337	Углерод оксид (584)	0.4304	2.3405	0.4304	2.3405	0.4304	2.3405
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000087	0.0000048	0.00000087	0.0000048	0.00000087	0.0000048
														1325	Формальдегид (609)	0.0087	0.0453	0.0087	0.0453	0.0087	0.0453
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.2094	1.1325	0.2094	1.1325	0.2094	1.1325
003	Генератор канатно-лебедочной станции	1	Выхлопная труба	0313	6.5	0.1	9.29	0.073	200	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.1327	0.24768	0.1327	0.24768	0.1327	0.24768
														0304	Азота оксид (6)	0.0216	0.040248	0.0216	0.040248	0.0216	0.040248
														0328	Сажа (583)	0.0113	0.0216	0.0113	0.0216	0.0113	0.0216
														0330	Сера диоксид (516)	0.0177	0.0324	0.0177	0.0324	0.0177	0.0324
														0337	Углерод оксид (584)	0.116	0.216	0.116	0.216	0.116	0.216
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000021	0.0000004	0.00000021	0.0000004	0.00000021	0.0000004
														1325	Формальдегид (609)	0.0024	0.00432	0.0024	0.00432	0.0024	0.00432
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.058	0.108	0.058	0.108	0.058	0.108
003	Генераторы	1	Выхлопная труба	0314	7	0.3	18.18	1.285	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.7466	16.10496	0.7466	16.10496	0.7466	16.10496
														0304	Азота оксид (6)	0.1213	2.617056	0.1213	2.617056	0.1213	2.617056
														0328	Сажа (583)	0.0486	1.00656	0.0486	1.00656	0.0486	1.00656
														0330	Сера диоксид (516)	0.1167	2.5164	0.1167	2.5164	0.1167	2.5164
														0337	Углерод оксид (584)	0.6028	13.08528	0.6028	13.08528	0.6028	13.08528
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000012	0.0000277	0.0000012	0.0000277	0.0000012	0.0000277
														1325	Формальдегид (609)	0.0117	0.25164	0.0117	0.25164	0.0117	0.25164
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.2819	6.03936	0.2819	6.03936	0.2819	6.03936
003	Генераторы осветительных мачт	1	Выхлопная труба	0315	5.5	0.08	20.09	0.101	100	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0659	0.396288	0.0659	0.396288	0.0659	0.396288
														0304	Азота оксид (6)	0.0107	0.0643968	0.0107	0.0643968	0.0107	0.0643968
														0328	Сажа (583)	0.0056	0.03456	0.0056	0.03456	0.0056	0.03456
														0330	Сера диоксид (516)	0.0088	0.05184	0.0088	0.05184	0.0088	0.05184
														0337	Углерод оксид (584)	0.0576	0.3456	0.0576	0.3456	0.0576	0.3456
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000001	0.00000063	0.0000001	0.00000063	0.0000001	0.00000063
														1325	Формальдегид (609)	0.0012	0.006912	0.0012	0.006912	0.0012	0.006912
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0288	0.1728	0.0288	0.1728	0.0288	0.1728
003	Воздушные компрессоры	1	Выхлопная труба	0316	7.5	0.2	28.07	0.882	250	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.1442	3.46752	0.1442	3.46752	0.1442	3.46752
														0304	Азота оксид (6)	0.0234	0.563472	0.0234	0.563472	0.0234	0.563472
														0328	Сажа (583)	0.0131	0.31752	0.0131	0.31752	0.0131	0.31752
														0330	Сера диоксид (516)	0.0228	0.51408	0.0228	0.51408	0.0228	0.51408
														0337	Углерод оксид (584)	0.1505	3.6288	0.1505	3.6288	0.1505	3.6288
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000028	0.000007	0.00000028	0.000007	0.00000028	0.000007
														1325	Формальдегид (609)	0.0035	0.07056	0.0035	0.07056	0.0035	0.07056
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0788	1.89504	0.0788	1.89504	0.0788	1.89504
003		1		0317	7	0.1	17.83	0.14	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.3458	0.569088	0.3458	0.569088	0.3458	0.569088

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
	Генераторы каротажных установок		Выхлопная труба											0304	Азота оксид (6)	0.0562	0.0924768	0.0562	0.0924768	0.0562	0.0924768
														0328	Сажа (583)	0.0309	0.0468	0.0309	0.0468	0.0309	0.0468
														0330	Сера диоксид (516)	0.0618	0.095472	0.0618	0.095472	0.0618	0.095472
														0337	Углерод оксид (584)	0.3515	0.58032	0.3515	0.58032	0.3515	0.58032
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000071	0.0000012	0.00000071	0.0000012	0.00000071	0.0000012
														1325	Формальдегид (609)	0.0071	0.011232	0.0071	0.011232	0.0071	0.011232
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.171	0.2808	0.171	0.2808	0.171	0.2808
003	Ремонтная мастерская	1	Вент.труба	0318	7.5	0.15	5.66	0.1	30	9492123	5066574			2868	Эмульсол (1435*)	0.00000074	0.00000095	0.00000074	0.00000095	0.00000074	0.00000095
														2902	Взвешенные частицы (116)	0.0094	0.0121824	0.0094	0.0121824	0.0094	0.0121824
														2908	Пыль неорг., SiO2: 70-20% (494)	0.006	0.007776	0.006	0.007776	0.006	0.007776
003	Система перекачки флюида	1	Неорганиз. источник	6301	7				30	9492123	5066574	20	2	0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.0309	0.1602902	0.0309	0.1602902	0.0309	0.1602902
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0353	0.1829969	0.0353	0.1829969	0.0353	0.1829969
														0602	Бензол (64)	0.00026	0.0013735	0.00026	0.0013735	0.00026	0.0013735
														0616	Ксилол (322)	0.0013	0.0068348	0.0013	0.0068348	0.0013	0.0068348
														0620	Этилбензол (121)	0.0013	0.0065504	0.0013	0.0065504	0.0013	0.0065504
														0621	Толуол (558)	0.00092	0.004761	0.00092	0.004761	0.00092	0.004761
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.059	0.3058751	0.059	0.3058751	0.059	0.3058751
003	Линия подачи базового масла	1	Неорганиз. источник	6302	7				30	9492123	5066574	10	2	2735	Масло минеральное (716*)	0.097	0.5025923	0.097	0.5025923	0.097	0.5025923
003	Линия подачи дизтоплива	1	Неорганиз. источник	6303	7				30	9492123	5066574	10	2	0333	Сероводород (518)	0.00067	0.0034617	0.00067	0.0034617	0.00067	0.0034617
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.2378	1.232867	0.2378	1.232867	0.2378	1.232867
003	Сварочный пост	1	Неорганиз. источник	6304	7				30	9492123	5066574	2	2	0123	Железа оксид (274)	0.0372	0.083322	0.0372	0.083322	0.0372	0.083322
														0143	Марганец и его соединения (327)	0.00077	0.002178	0.00077	0.002178	0.00077	0.002178
														0301	Азота диоксид (4)	0.0178	0.03846	0.0178	0.03846	0.0178	0.03846
														0337	Углерод оксид (584)	0.0176	0.03804	0.0176	0.03804	0.0176	0.03804
														0342	Фтористый водород (617)	0.000056	0.00024	0.000056	0.00024	0.000056	0.00024
003	Пункт заправки	1	Неорганиз. источник	6305	7				30	9492123	5066574	2	2	0333	Сероводород (518)	0.000037	0.0007084	0.000037	0.0007084	0.000037	0.0007084
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.013	0.2523068	0.013	0.2523068	0.013	0.2523068
Сервисное обслуживание скважин																					
004	Воздушный компрессор	1	Выхлопная труба	0401	7.2	0.08	16.91	0.085	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0425	0.07954	0.0425	0.07954	0.0425	0.07954
														0304	Азота оксид (6)	0.0069	0.0129253	0.0069	0.0129253	0.0069	0.0129253
														0328	Сажа (583)	0.0049	0.0090938	0.0049	0.0090938	0.0049	0.0090938
														0330	Сера диоксид (516)	0.0065	0.011155	0.0065	0.011155	0.0065	0.011155
														0337	Углерод оксид (584)	0.0466	0.0873	0.0466	0.0873	0.0466	0.0873
														0703	Бенз/а/пирен (54)	8.70E-08	0.00000017	8.70E-08	0.00000017	8.70E-08	0.00000017
														1325	Формальдегид (609)	0.0011	0.0016975	0.0011	0.0016975	0.0011	0.0016975
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0244	0.04559	0.0244	0.04559	0.0244	0.04559
004	Резервуары баз.масла и дизтоплива	1	Дыхательный клапан	0402	15	0.05	1.58	0.0031	30	9492123	5066574			0333	Сероводород (518)	0.00003	0.0000483	0.00003	0.0000483	0.00003	0.0000483
														2735	Масло минеральное (716*)	0.00098	0.0016686	0.00098	0.0016686	0.00098	0.0016686
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0109	0.0172034	0.0109	0.0172034	0.0109	0.0172034
004	Мотопомпы высокой мощности (SPF 343)	1	Выхлопная труба	0403	8	0.5	34.89	6.85	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	3.843	43.6647456	3.843	43.6647456	3.843	43.6647456
														0304	Азота оксид (6)	0.6245	7.0955212	0.6245	7.0955212	0.6245	7.0955212
														0328	Сажа (583)	0.3498	3.9983706	0.3498	3.9983706	0.3498	3.9983706
														0330	Сера диоксид (516)	0.6063	6.4735524	0.6063	6.4735524	0.6063	6.4735524
														0337	Углерод оксид (584)	4.0109	45.695664	4.0109	45.695664	4.0109	45.695664
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000075	0.0000876	0.0000075	0.0000876	0.0000075	0.0000876
														1325	Формальдегид (609)	0.0933	0.8885268	0.0933	0.8885268	0.0933	0.8885268

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	2.0988	23.8632912	2.0988	23.8632912	2.0988	23.8632912
004	Мотопомпы средней мощности	1	Выхлопная труба	0404	8	0.2	39.66	1.246	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.91	13.17688	0.91	13.17688	0.91	13.17688
														0304	Азота оксид (6)	0.1479	2.141243	0.1479	2.141243	0.1479	2.141243
														0328	Сажа (583)	0.0813	1.083625	0.0813	1.083625	0.0813	1.083625
														0330	Сера диоксид (516)	0.1625	2.210595	0.1625	2.210595	0.1625	2.210595
														0337	Углерод оксид (584)	0.925	13.43695	0.925	13.43695	0.925	13.43695
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000019	0.0000273	0.0000019	0.0000273	0.0000019	0.0000273
														1325	Формальдегид (609)	0.0188	0.26007	0.0188	0.26007	0.0188	0.26007
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.45	6.50175	0.45	6.50175	0.45	6.50175
004	Многоцелевой насосный блок	1	Выхлопная труба	0405	8	0.25	29.6	1.453	400	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.7583	20.349	0.7583	20.349	0.7583	20.349
														0304	Азота оксид (6)	0.1232	3.3067125	0.1232	3.3067125	0.1232	3.3067125
														0328	Сажа (583)	0.0677	1.6734375	0.0677	1.6734375	0.0677	1.6734375
														0330	Сера диоксид (516)	0.1354	3.4138125	0.1354	3.4138125	0.1354	3.4138125
														0337	Углерод оксид (584)	0.7708	20.750625	0.7708	20.750625	0.7708	20.750625
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000016	0.0000422	0.0000016	0.0000422	0.0000016	0.0000422
														1325	Формальдегид (609)	0.0156	0.401625	0.0156	0.401625	0.0156	0.401625
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.375	10.040625	0.375	10.040625	0.375	10.040625
004	Генератор колтюбинговой установки	1	Выхлопная труба	0406	7	0.2	38.93	1.223	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.5157	9.044	0.5157	9.044	0.5157	9.044
														0304	Азота оксид (6)	0.0838	1.46965	0.0838	1.46965	0.0838	1.46965
														0328	Сажа (583)	0.046	0.74375	0.046	0.74375	0.046	0.74375
														0330	Сера диоксид (516)	0.0921	1.51725	0.0921	1.51725	0.0921	1.51725
														0337	Углерод оксид (584)	0.5242	9.2225	0.5242	9.2225	0.5242	9.2225
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000011	0.0000187	0.0000011	0.0000187	0.0000011	0.0000187
														1325	Формальдегид (609)	0.0106	0.1785	0.0106	0.1785	0.0106	0.1785
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.255	4.4625	0.255	4.4625	0.255	4.4625
004	Генератор башни ГНКТ	1	Выхлопная труба	0407	6	0.15	34.63	0.612	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.1372	4.879	0.1372	4.879	0.1372	4.879
														0304	Азота оксид (6)	0.0223	0.7928375	0.0223	0.7928375	0.0223	0.7928375
														0328	Сажа (583)	0.0158	0.5578125	0.0158	0.5578125	0.0158	0.5578125
														0330	Сера диоксид (516)	0.021	0.68425	0.021	0.68425	0.021	0.68425
														0337	Углерод оксид (584)	0.1505	5.355	0.1505	5.355	0.1505	5.355
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000028	0.0000103	0.00000028	0.0000103	0.00000028	0.0000103
														1325	Формальдегид (609)	0.0035	0.104125	0.0035	0.104125	0.0035	0.104125
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0788	2.7965	0.0788	2.7965	0.0788	2.7965
004	Резервуары соляной кислоты	1	Дыхательный клапан	0408	6	0.05	0.01	0.000028	30	9492123	5066574			0316	Соляная кислота (163)	0.0003	0.0012099	0.0003	0.0012099	0.0003	0.0012099
004	Генераторы цементных установок	1	Выхлопная труба	0409	6	0.15	34.63	0.612	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	2.0188	15.0657449	2.0188	15.0657449	2.0188	15.0657449
														0304	Азота оксид (6)	0.3281	2.4481835	0.3281	2.4481835	0.3281	2.4481835
														0328	Сажа (583)	0.1838	1.3795668	0.1838	1.3795668	0.1838	1.3795668
														0330	Сера диоксид (516)	0.3185	2.2335843	0.3185	2.2335843	0.3185	2.2335843
														0337	Углерод оксид (584)	2.107	15.7664772	2.107	15.7664772	2.107	15.7664772
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000039	0.0000302	0.0000039	0.0000302	0.0000039	0.0000302
														1325	Формальдегид (609)	0.049	0.3065704	0.049	0.3065704	0.049	0.3065704
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	1.1025	8.2336048	1.1025	8.2336048	1.1025	8.2336048
004	Центробежные мотопомпы	1	Выхлопная труба	0410	6	0.15	34.63	0.612	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.4675	0.9477	0.4675	0.9477	0.4675	0.9477
														0304	Азота оксид (6)	0.076	0.1540013	0.076	0.1540013	0.076	0.1540013
														0328	Сажа (583)	0.0359	0.0683438	0.0359	0.0683438	0.0359	0.0683438
														0330	Сера диоксид (516)	0.0781	0.1533938	0.0781	0.1533938	0.0781	0.1533938
														0337	Углерод оксид (584)	0.4251	0.8656875	0.4251	0.8656875	0.4251	0.8656875
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000085	0.0000018	0.00000085	0.0000018	0.00000085	0.0000018
														1325	Формальдегид (609)	0.0085	0.0167063	0.0085	0.0167063	0.0085	0.0167063
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.2031	0.4100625	0.2031	0.4100625	0.2031	0.4100625
004		1		0411	7.2	0.2	17.28	0.543	250	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.4234	8.375276	0.4234	8.375276	0.4234	8.375276

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
	Воздушные компрессоры		Выхлопная труба											0304	Азота оксид (6)	0.0688	1.3609824	0.0688	1.3609824	0.0688	1.3609824
														0328	Сажа (583)	0.0378	0.6887563	0.0378	0.6887563	0.0378	0.6887563
														0330	Сера диоксид (516)	0.0756	1.4050628	0.0756	1.4050628	0.0756	1.4050628
														0337	Углерод оксид (584)	0.4304	8.5405775	0.4304	8.5405775	0.4304	8.5405775
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000087	0.0000174	0.00000087	0.0000174	0.00000087	0.0000174
														1325	Формальдегид (609)	0.0087	0.1653015	0.0087	0.1653015	0.0087	0.1653015
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.2094	4.1325375	0.2094	4.1325375	0.2094	4.1325375
004	Генератор канатно-лебедочной станции	1	Выхлопная труба	0412	6.5	0.1	9.29	0.073	200	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.1263	0.41	0.1263	0.41	0.1263	0.41
														0304	Азота оксид (6)	0.0205	0.066625	0.0205	0.066625	0.0205	0.066625
														0328	Сажа (583)	0.0145	0.046875	0.0145	0.046875	0.0145	0.046875
														0330	Сера диоксид (516)	0.0193	0.0575	0.0193	0.0575	0.0193	0.0575
														0337	Углерод оксид (584)	0.1386	0.45	0.1386	0.45	0.1386	0.45
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000026	0.00000086	0.00000026	0.00000086	0.00000026	0.00000086
														1325	Формальдегид (609)	0.0032	0.00875	0.0032	0.00875	0.0032	0.00875
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0725	0.235	0.0725	0.235	0.0725	0.235
004	Генераторы	1	Выхлопная труба	0413	7	0.3	35.74	2.526	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	1.9489	5.00332	1.9489	5.00332	1.9489	5.00332
														0304	Азота оксид (6)	0.3167	0.8130395	0.3167	0.8130395	0.3167	0.8130395
														0328	Сажа (583)	0.1611	0.3957625	0.1611	0.3957625	0.1611	0.3957625
														0330	Сера диоксид (516)	0.3361	0.8302175	0.3361	0.8302175	0.3361	0.8302175
														0337	Углерод оксид (584)	1.8695	4.937275	1.8695	4.937275	1.8695	4.937275
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000373	0.0000101	0.00000373	0.0000101	0.00000373	0.0000101
														1325	Формальдегид (609)	0.0375	0.09548	0.0375	0.09548	0.0375	0.09548
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.9014	2.374575	0.9014	2.374575	0.9014	2.374575
004	Генераторы осветительных мачт	1	Выхлопная труба	0414	5.5	0.08	30.04	0.151	100	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0644	0.4984	0.0644	0.4984	0.0644	0.4984
														0304	Азота оксид (6)	0.0105	0.08099	0.0105	0.08099	0.0105	0.08099
														0328	Сажа (583)	0.0064	0.049425	0.0064	0.049425	0.0064	0.049425
														0330	Сера диоксид (516)	0.0092	0.06727	0.0092	0.06727	0.0092	0.06727
														0337	Углерод оксид (584)	0.0632	0.4842	0.0632	0.4842	0.0632	0.4842
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000012	0.00000091	0.00000012	0.00000091	0.00000012	0.00000091
														1325	Формальдегид (609)	0.0014	0.00955	0.0014	0.00955	0.0014	0.00955
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0324	0.24746	0.0324	0.24746	0.0324	0.24746
004	Дизельные сварочные машины	1	Выхлопная труба	0415	7.5	0.05	51.44	0.101	100	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0325	0.17056	0.0325	0.17056	0.0325	0.17056
														0304	Азота оксид (6)	0.0053	0.027716	0.0053	0.027716	0.0053	0.027716
														0328	Сажа (583)	0.0037	0.0195	0.0037	0.0195	0.0037	0.0195
														0330	Сера диоксид (516)	0.005	0.02392	0.005	0.02392	0.005	0.02392
														0337	Углерод оксид (584)	0.0356	0.1872	0.0356	0.1872	0.0356	0.1872
														0703	Бенз/а/пирен (54)	6.60E-08	0.00000036	6.60E-08	0.00000036	6.60E-08	0.00000036
														1325	Формальдегид (609)	0.00083	0.00364	0.00083	0.00364	0.00083	0.00364
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0186	0.09776	0.0186	0.09776	0.0186	0.09776
004	Механическая мастерская	1	Вент.труба	0416	7.5	0.15	5.66	0.1	30	9492123	5066574			2868	Эмульсол (1435*)	0.00000074	0.00000048	0.00000074	0.00000048	0.00000074	0.00000048
														2902	Взвешенные частицы (116)	0.0094	0.0060912	0.0094	0.0060912	0.0094	0.0060912
														2908	Пыль неорг., SiO2: 70-20% (494)	0.006	0.003888	0.006	0.003888	0.006	0.003888
004	Линия подачи базового масла	1	Неорганиз. источник	6401	7				30	9492123	5066574	10	2	2735	Масло минеральное (716*)	0.0957	1.4636969	0.0957	1.4636969	0.0957	1.4636969
004	Линия подачи дизтоплива	1	Неорганиз. источник	6402	7				30	9492123	5066574	10	2	0333	Сероводород (518)	0.00067	0.0101949	0.00067	0.0101949	0.00067	0.0101949
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.2373	3.6308521	0.2373	3.6308521	0.2373	3.6308521
004	Сварочный пост	1	Неорганиз. источник	6403	7				30	9492123	5066574	2	2	0123	Железа оксид (274)	0.0372	0.041661	0.0372	0.041661	0.0372	0.041661
														0143	Марганец и его соединения (327)	0.00077	0.001089	0.00077	0.001089	0.00077	0.001089
														0301	Азота диоксид (4)	0.0178	0.01923	0.0178	0.01923	0.0178	0.01923
														0337	Углерод оксид (584)	0.0176	0.01902	0.0176	0.01902	0.0176	0.01902

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														0342	Фтористый водород (617)	0.000056	0.00012	0.000056	0.00012	0.000056	0.00012
004	Пункт заправки	1	Неорганиз. источник	6404	7				30	9492123	5066574	2	2	0333	Сероводород (518)	0.000037	0.0009649	0.000037	0.0009649	0.000037	0.0009649
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.013	0.3436572	0.013	0.3436572	0.013	0.3436572
Участок реагирования на нефтяные разливы																					
005	Дизельный генератор насосов	1	Выхлопная труба	0501	2	0.03	29.91	0.0211422	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0045779	0.0089784	0.0045779	0.0089784	0.0045779	0.0089784
														0304	Азота оксид (6)	0.0007439	0.001459	0.0007439	0.001459	0.0007439	0.001459
														0328	Сажа (583)	0.0003889	0.000783	0.0003889	0.000783	0.0003889	0.000783
														0330	Сера диоксид (516)	0.0006112	0.0011745	0.0006112	0.0011745	0.0006112	0.0011745
														0337	Углерод оксид (584)	0.004	0.00783	0.004	0.00783	0.004	0.00783
														0703	Бенз/а/пирен (54)	1.00E-08	2.00E-08	1.00E-08	2.00E-08	1.00E-08	2.00E-08
														1325	Формальдегид (609)	0.0000834	0.0001566	0.0000834	0.0001566	0.0000834	0.0001566
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.002	0.003915	0.002	0.003915	0.002	0.003915
005	Дизельный генератор насосов	1	Выхлопная труба	0502	2	0.03	29.89	0.02113	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0045779	0.0089784	0.0045779	0.0089784	0.0045779	0.0089784
														0304	Азота оксид (6)	0.0007439	0.001459	0.0007439	0.001459	0.0007439	0.001459
														0328	Сажа (583)	0.0003889	0.000783	0.0003889	0.000783	0.0003889	0.000783
														0330	Сера диоксид (516)	0.0006112	0.0011745	0.0006112	0.0011745	0.0006112	0.0011745
														0337	Углерод оксид (584)	0.004	0.00783	0.004	0.00783	0.004	0.00783
														0703	Бенз/а/пирен (54)	1.00E-08	2.00E-08	1.00E-08	2.00E-08	1.00E-08	2.00E-08
														1325	Формальдегид (609)	0.0000834	0.0001566	0.0000834	0.0001566	0.0000834	0.0001566
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.002	0.003915	0.002	0.003915	0.002	0.003915
005	Дизельный генератор насосов	1	Выхлопная труба	0503	2	0.028	24.02	0.01479	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0052645	0.0502791	0.0052645	0.0502791	0.0052645	0.0502791
														0304	Азота оксид (6)	0.0008555	0.0081704	0.0008555	0.0081704	0.0008555	0.0081704
														0328	Сажа (583)	0.0004473	0.0043848	0.0004473	0.0043848	0.0004473	0.0043848
														0330	Сера диоксид (516)	0.0007028	0.0065772	0.0007028	0.0065772	0.0007028	0.0065772
														0337	Углерод оксид (584)	0.0046	0.043848	0.0046	0.043848	0.0046	0.043848
														0703	Бенз/а/пирен (54)	1.00E-08	9.00E-08	1.00E-08	9.00E-08	1.00E-08	9.00E-08
														1325	Формальдегид (609)	0.0000959	0.000877	0.0000959	0.000877	0.0000959	0.000877
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0023	0.021924	0.0023	0.021924	0.0023	0.021924
005	Дизельный генератор насосов	1	Выхлопная труба	0504	2	0.03	29.89	0.02113	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.006409	0.044892	0.006409	0.044892	0.006409	0.044892
														0304	Азота оксид (6)	0.0010415	0.007295	0.0010415	0.007295	0.0010415	0.007295
														0328	Сажа (583)	0.0005445	0.003915	0.0005445	0.003915	0.0005445	0.003915
														0330	Сера диоксид (516)	0.0008556	0.0058725	0.0008556	0.0058725	0.0008556	0.0058725
														0337	Углерод оксид (584)	0.0056	0.03915	0.0056	0.03915	0.0056	0.03915
														0703	Бенз/а/пирен (54)	2.00E-08	8.00E-08	2.00E-08	8.00E-08	2.00E-08	8.00E-08
														1325	Формальдегид (609)	0.0001167	0.000783	0.0001167	0.000783	0.0001167	0.000783
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0028	0.019575	0.0028	0.019575	0.0028	0.019575
005	Дизельный генератор насосов	1	Выхлопная труба	0505	2	0.03	29.89	0.02113	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0070956	0.3232224	0.0070956	0.3232224	0.0070956	0.3232224
														0304	Азота оксид (6)	0.0011531	0.0525237	0.0011531	0.0525237	0.0011531	0.0525237
														0328	Сажа (583)	0.0006028	0.028188	0.0006028	0.028188	0.0006028	0.028188
														0330	Сера диоксид (516)	0.0009473	0.042282	0.0009473	0.042282	0.0009473	0.042282
														0337	Углерод оксид (584)	0.0062	0.28188	0.0062	0.28188	0.0062	0.28188
														0703	Бенз/а/пирен (54)	2.00E-08	0.00000052	2.00E-08	0.00000052	2.00E-08	0.00000052
														1325	Формальдегид (609)	0.0001292	0.0056376	0.0001292	0.0056376	0.0001292	0.0056376
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0031	0.14094	0.0031	0.14094	0.0031	0.14094
005	Дизельный генератор	1	Выхлопная труба	0506	2	0.03	29.89	0.02113	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0070956	0.0718272	0.0070956	0.0718272	0.0070956	0.0718272
														0304	Азота оксид (6)	0.0011531	0.011672	0.0011531	0.011672	0.0011531	0.011672
														0328	Сажа (583)	0.0006028	0.006264	0.0006028	0.006264	0.0006028	0.006264
														0330	Сера диоксид (516)	0.0009473	0.009396	0.0009473	0.009396	0.0009473	0.009396
														0337	Углерод оксид (584)	0.0062	0.06264	0.0062	0.06264	0.0062	0.06264
														0703	Бенз/а/пирен (54)	2.00E-08	0.00000012	2.00E-08	0.00000012	2.00E-08	0.00000012
														1325	Формальдегид (609)	0.0001292	0.0012528	0.0001292	0.0012528	0.0001292	0.0012528

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0031	0.03132	0.0031	0.03132	0.0031	0.03132
005	Дизельный генератор вакуумной установки	1	Выхлопная труба	0507	2	0.05	10.76	0.02113	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0077823	0.179568	0.0077823	0.179568	0.0077823	0.179568
														0304	Азота оксид (6)	0.0012647	0.0291798	0.0012647	0.0291798	0.0012647	0.0291798
														0328	Сажа (583)	0.0006612	0.01566	0.0006612	0.01566	0.0006612	0.01566
														0330	Сера диоксид (516)	0.0010389	0.02349	0.0010389	0.02349	0.0010389	0.02349
														0337	Углерод оксид (584)	0.0068	0.1566	0.0068	0.1566	0.0068	0.1566
														0703	Бенз/а/пирен (54)	2.00E-08	0.00000029	2.00E-08	0.00000029	2.00E-08	0.00000029
														1325	Формальдегид (609)	0.0001417	0.003132	0.0001417	0.003132	0.0001417	0.003132
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0034	0.0783	0.0034	0.0783	0.0034	0.0783
005	Дизельный генератор насосов	1	Выхлопная труба	0508	2	0.035	21.96	0.02113	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0091556	0.0718272	0.0091556	0.0718272	0.0091556	0.0718272
														0304	Азота оксид (6)	0.0014878	0.011672	0.0014878	0.011672	0.0014878	0.011672
														0328	Сажа (583)	0.0007778	0.006264	0.0007778	0.006264	0.0007778	0.006264
														0330	Сера диоксид (516)	0.0012223	0.009396	0.0012223	0.009396	0.0012223	0.009396
														0337	Углерод оксид (584)	0.008	0.06264	0.008	0.06264	0.008	0.06264
														0703	Бенз/а/пирен (54)	2.00E-08	0.00000012	2.00E-08	0.00000012	2.00E-08	0.00000012
														1325	Формальдегид (609)	0.0001667	0.0012528	0.0001667	0.0012528	0.0001667	0.0012528
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.004	0.03132	0.004	0.03132	0.004	0.03132
005	Дизельный генератор насосов	1	Выхлопная труба	0509	2	0.035	21.98	0.02115	451	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0091556	0.0089784	0.0091556	0.0089784	0.0091556	0.0089784
														0304	Азота оксид (6)	0.0014878	0.001459	0.0014878	0.001459	0.0014878	0.001459
														0328	Сажа (583)	0.0007778	0.000783	0.0007778	0.000783	0.0007778	0.000783
														0330	Сера диоксид (516)	0.0012223	0.0011745	0.0012223	0.0011745	0.0012223	0.0011745
														0337	Углерод оксид (584)	0.008	0.00783	0.008	0.00783	0.008	0.00783
														0703	Бенз/а/пирен (54)	2.00E-08	2.00E-08	2.00E-08	2.00E-08	2.00E-08	2.00E-08
														1325	Формальдегид (609)	0.0001667	0.0001566	0.0001667	0.0001566	0.0001667	0.0001566
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.004	0.003915	0.004	0.003915	0.004	0.003915
005	Дизельный генератор вакуумной установки	1	Выхлопная труба	0510	2	0.024	65.42	0.0295954	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.010529	0.0251396	0.010529	0.0251396	0.010529	0.0251396
														0304	Азота оксид (6)	0.001711	0.0040852	0.001711	0.0040852	0.001711	0.0040852
														0328	Сажа (583)	0.0008945	0.0021924	0.0008945	0.0021924	0.0008945	0.0021924
														0330	Сера диоксид (516)	0.0014056	0.0032886	0.0014056	0.0032886	0.0014056	0.0032886
														0337	Углерод оксид (584)	0.0092	0.021924	0.0092	0.021924	0.0092	0.021924
														0703	Бенз/а/пирен (54)	2.00E-08	5.00E-08	2.00E-08	5.00E-08	2.00E-08	5.00E-08
														1325	Формальдегид (609)	0.0001917	0.0004385	0.0001917	0.0004385	0.0001917	0.0004385
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0046	0.010962	0.0046	0.010962	0.0046	0.010962
005	Дизельный генератор вакуумной установки	1	Выхлопная труба	0511	2	0.075	6.7	0.0295998	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.010529	0.0125698	0.010529	0.0125698	0.010529	0.0125698
														0304	Азота оксид (6)	0.001711	0.0020426	0.001711	0.0020426	0.001711	0.0020426
														0328	Сажа (583)	0.0008945	0.0010962	0.0008945	0.0010962	0.0008945	0.0010962
														0330	Сера диоксид (516)	0.0014056	0.0016443	0.0014056	0.0016443	0.0014056	0.0016443
														0337	Углерод оксид (584)	0.0092	0.010962	0.0092	0.010962	0.0092	0.010962
														0703	Бенз/а/пирен (54)	2.00E-08	3.00E-08	2.00E-08	3.00E-08	2.00E-08	3.00E-08
														1325	Формальдегид (609)	0.0001917	0.0002193	0.0001917	0.0002193	0.0001917	0.0002193
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0046	0.005481	0.0046	0.005481	0.0046	0.005481
005	Дизельный генератор вакуумной установки	1	Выхлопная труба	0512	2	0.03	44.83	0.03169	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0112156	0.0269352	0.0112156	0.0269352	0.0112156	0.0269352
														0304	Азота оксид (6)	0.0018226	0.004377	0.0018226	0.004377	0.0018226	0.004377
														0328	Сажа (583)	0.0009528	0.002349	0.0009528	0.002349	0.0009528	0.002349
														0330	Сера диоксид (516)	0.0014973	0.0035235	0.0014973	0.0035235	0.0014973	0.0035235
														0337	Углерод оксид (584)	0.0098	0.02349	0.0098	0.02349	0.0098	0.02349
														0703	Бенз/а/пирен (54)	2.00E-08	5.00E-08	2.00E-08	5.00E-08	2.00E-08	5.00E-08
														1325	Формальдегид (609)	0.0002042	0.0004698	0.0002042	0.0004698	0.0002042	0.0004698
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0049	0.011745	0.0049	0.011745	0.0049	0.011745
005	Вспомогательный дизельный генератор	1	Выхлопная труба	0513	2	0.03	44.83	0.03169	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0112156	0.0808056	0.0112156	0.0808056	0.0112156	0.0808056
														0304	Азота оксид (6)	0.0018226	0.013131	0.0018226	0.013131	0.0018226	0.013131
														0328	Сажа (583)	0.0009528	0.007047	0.0009528	0.007047	0.0009528	0.007047

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														0330	Сера диоксид (516)	0.0014973	0.0105705	0.0014973	0.0105705	0.0014973	0.0105705
														0337	Углерод оксид (584)	0.0098	0.07047	0.0098	0.07047	0.0098	0.07047
														0703	Бенз/а/пирен (54)	2.00E-08	0.00000013	2.00E-08	0.00000013	2.00E-08	0.00000013
														1325	Формальдегид (609)	0.0002042	0.0014094	0.0002042	0.0014094	0.0002042	0.0014094
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0049	0.035235	0.0049	0.035235	0.0049	0.035235
005	Дизельный генератор вакуумной установки	1	Выхлопная труба	0514	2	0.024	80.33	0.03634	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0114445	0.0154429	0.0114445	0.0154429	0.0114445	0.0154429
														0304	Азота оксид (6)	0.0018598	0.0025095	0.0018598	0.0025095	0.0018598	0.0025095
														0328	Сажа (583)	0.0009723	0.0013468	0.0009723	0.0013468	0.0009723	0.0013468
														0330	Сера диоксид (516)	0.0015278	0.0020202	0.0015278	0.0020202	0.0015278	0.0020202
														0337	Углерод оксид (584)	0.01	0.0134676	0.01	0.0134676	0.01	0.0134676
														0703	Бенз/а/пирен (54)	2.00E-08	3.00E-08	2.00E-08	3.00E-08	2.00E-08	3.00E-08
														1325	Формальдегид (609)	0.0002084	0.0002694	0.0002084	0.0002694	0.0002084	0.0002694
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.005	0.0067338	0.005	0.0067338	0.005	0.0067338
005	Дизельный генератор	1	Выхлопная труба	0515	2	0.04	30.26	0.03803	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0128179	0.1616112	0.0128179	0.1616112	0.0128179	0.1616112
														0304	Азота оксид (6)	0.0020829	0.0262619	0.0020829	0.0262619	0.0020829	0.0262619
														0328	Сажа (583)	0.0010889	0.014094	0.0010889	0.014094	0.0010889	0.014094
														0330	Сера диоксид (516)	0.0017112	0.021141	0.0017112	0.021141	0.0017112	0.021141
														0337	Углерод оксид (584)	0.0112	0.14094	0.0112	0.14094	0.0112	0.14094
														0703	Бенз/а/пирен (54)	3.00E-08	0.00000026	3.00E-08	0.00000026	3.00E-08	0.00000026
														1325	Формальдегид (609)	0.0002334	0.0028188	0.0002334	0.0028188	0.0002334	0.0028188
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0056	0.07047	0.0056	0.07047	0.0056	0.07047
005	Дизельный генератор	1	Выхлопная труба	0516	2	0.035	43.92	0.04226	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0148779	0.0718272	0.0148779	0.0718272	0.0148779	0.0718272
														0304	Азота оксид (6)	0.0024177	0.011672	0.0024177	0.011672	0.0024177	0.011672
														0328	Сажа (583)	0.0012639	0.006264	0.0012639	0.006264	0.0012639	0.006264
														0330	Сера диоксид (516)	0.0019862	0.009396	0.0019862	0.009396	0.0019862	0.009396
														0337	Углерод оксид (584)	0.013	0.06264	0.013	0.06264	0.013	0.06264
														0703	Бенз/а/пирен (54)	3.00E-08	0.00000012	3.00E-08	0.00000012	3.00E-08	0.00000012
														1325	Формальдегид (609)	0.0002709	0.0012528	0.0002709	0.0012528	0.0002709	0.0012528
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0065	0.03132	0.0065	0.03132	0.0065	0.03132
005	Дизельный генератор	1	Выхлопная труба	0517	2	0.07	10.98	0.04226	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0155645	0.3770928	0.0155645	0.3770928	0.0155645	0.3770928
														0304	Азота оксид (6)	0.0025293	0.0612776	0.0025293	0.0612776	0.0025293	0.0612776
														0328	Сажа (583)	0.0013223	0.032886	0.0013223	0.032886	0.0013223	0.032886
														0330	Сера диоксид (516)	0.0020778	0.049329	0.0020778	0.049329	0.0020778	0.049329
														0337	Углерод оксид (584)	0.0136	0.32886	0.0136	0.32886	0.0136	0.32886
														0703	Бенз/а/пирен (54)	3.00E-08	0.00000061	3.00E-08	0.00000061	3.00E-08	0.00000061
														1325	Формальдегид (609)	0.0002834	0.0065772	0.0002834	0.0065772	0.0002834	0.0065772
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0068	0.16443	0.0068	0.16443	0.0068	0.16443
005	Дизельный генератор	1	Выхлопная труба	0518	2	0.05	21.52	0.04226	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0160223	0.1077408	0.0160223	0.1077408	0.0160223	0.1077408
														0304	Азота оксид (6)	0.0026037	0.0175079	0.0026037	0.0175079	0.0026037	0.0175079
														0328	Сажа (583)	0.0013612	0.009396	0.0013612	0.009396	0.0013612	0.009396
														0330	Сера диоксид (516)	0.0021389	0.014094	0.0021389	0.014094	0.0021389	0.014094
														0337	Углерод оксид (584)	0.014	0.09396	0.014	0.09396	0.014	0.09396
														0703	Бенз/а/пирен (54)	3.00E-08	0.00000018	3.00E-08	0.00000018	3.00E-08	0.00000018
														1325	Формальдегид (609)	0.0002917	0.0018792	0.0002917	0.0018792	0.0002917	0.0018792
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.007	0.04698	0.007	0.04698	0.007	0.04698
005	Дизельный генератор осветительной мачты	1	Выхлопная труба	0519	2	0.035	87.84	0.08451	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0161139	0.2154816	0.0161139	0.2154816	0.0161139	0.2154816
														0304	Азота оксид (6)	0.0026185	0.0350158	0.0026185	0.0350158	0.0026185	0.0350158
														0328	Сажа (583)	0.0013689	0.018792	0.0013689	0.018792	0.0013689	0.018792
														0330	Сера диоксид (516)	0.0021512	0.028188	0.0021512	0.028188	0.0021512	0.028188
														0337	Углерод оксид (584)	0.01408	0.18792	0.01408	0.18792	0.01408	0.18792
														0703	Бенз/а/пирен (54)	3.00E-08	0.00000035	3.00E-08	0.00000035	3.00E-08	0.00000035
														1325	Формальдегид (609)	0.0002934	0.0037584	0.0002934	0.0037584	0.0002934	0.0037584

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.00704	0.09396	0.00704	0.09396	0.00704	0.09396
005	Дизельный генератор	1	Выхлопная труба	0520	2	0.05	21.52	0.04226	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0169379	0.179568	0.0169379	0.179568	0.0169379	0.179568
														0304	Азота оксид (6)	0.0027524	0.0291798	0.0027524	0.0291798	0.0027524	0.0291798
														0328	Сажа (583)	0.0014389	0.01566	0.0014389	0.01566	0.0014389	0.01566
														0330	Сера диоксид (516)	0.0022612	0.02349	0.0022612	0.02349	0.0022612	0.02349
														0337	Углерод оксид (584)	0.0148	0.1566	0.0148	0.1566	0.0148	0.1566
														0703	Бенз/а/пирен (54)	3.00E-08	0.00000029	3.00E-08	0.00000029	3.00E-08	0.00000029
														1325	Формальдегид (609)	0.0003084	0.003132	0.0003084	0.003132	0.0003084	0.003132
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0074	0.0783	0.0074	0.0783	0.0074	0.0783
005	Дизельный генератор вакуумной установки	1	Выхлопная труба	0521	2	0.05	33.14	0.06507	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0219734	0.2765348	0.0219734	0.2765348	0.0219734	0.2765348
														0304	Азота оксид (6)	0.0035707	0.0449369	0.0035707	0.0449369	0.0035707	0.0449369
														0328	Сажа (583)	0.0018667	0.0241164	0.0018667	0.0241164	0.0018667	0.0241164
														0330	Сера диоксид (516)	0.0029334	0.0361746	0.0029334	0.0361746	0.0029334	0.0361746
														0337	Углерод оксид (584)	0.0192	0.241164	0.0192	0.241164	0.0192	0.241164
														0703	Бенз/а/пирен (54)	4.00E-08	0.00000045	4.00E-08	0.00000045	4.00E-08	0.00000045
														1325	Формальдегид (609)	0.0004	0.0048233	0.0004	0.0048233	0.0004	0.0048233
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0096	0.120582	0.0096	0.120582	0.0096	0.120582
005	Дизельный генератор	1	Выхлопная труба	0522	2	0.05	34.97	0.06867	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0231179	0.0875395	0.0231179	0.0875395	0.0231179	0.0875395
														0304	Азота оксид (6)	0.0037567	0.0142252	0.0037567	0.0142252	0.0037567	0.0142252
														0328	Сажа (583)	0.0019639	0.0076343	0.0019639	0.0076343	0.0019639	0.0076343
														0330	Сера диоксид (516)	0.0030862	0.0114514	0.0030862	0.0114514	0.0030862	0.0114514
														0337	Углерод оксид (584)	0.0202	0.0763425	0.0202	0.0763425	0.0202	0.0763425
														0703	Бенз/а/пирен (54)	4.00E-08	0.00000014	4.00E-08	0.00000014	4.00E-08	0.00000014
														1325	Формальдегид (609)	0.0004209	0.0015269	0.0004209	0.0015269	0.0004209	0.0015269
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0101	0.0381713	0.0101	0.0381713	0.0101	0.0381713
005	Дизельный генератор	1	Выхлопная труба	0523	2	0.07	16.47	0.06338	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0274668	0.0269352	0.0274668	0.0269352	0.0274668	0.0269352
														0304	Азота оксид (6)	0.0044634	0.004377	0.0044634	0.004377	0.0044634	0.004377
														0328	Сажа (583)	0.0023334	0.002349	0.0023334	0.002349	0.0023334	0.002349
														0330	Сера диоксид (516)	0.0036667	0.0035235	0.0036667	0.0035235	0.0036667	0.0035235
														0337	Углерод оксид (584)	0.024	0.02349	0.024	0.02349	0.024	0.02349
														0703	Бенз/а/пирен (54)	5.00E-08	5.00E-08	5.00E-08	5.00E-08	5.00E-08	5.00E-08
														1325	Формальдегид (609)	0.0005	0.0004698	0.0005	0.0004698	0.0005	0.0004698
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.012	0.011745	0.012	0.011745	0.012	0.011745
005	Дизельный генератор	1	Выхлопная труба	0524	2	0.045	39.85	0.06338	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0274668	0.134676	0.0274668	0.134676	0.0274668	0.134676
														0304	Азота оксид (6)	0.0044634	0.0218849	0.0044634	0.0218849	0.0044634	0.0218849
														0328	Сажа (583)	0.0023334	0.011745	0.0023334	0.011745	0.0023334	0.011745
														0330	Сера диоксид (516)	0.0036667	0.0176175	0.0036667	0.0176175	0.0036667	0.0176175
														0337	Углерод оксид (584)	0.024	0.11745	0.024	0.11745	0.024	0.11745
														0703	Бенз/а/пирен (54)	5.00E-08	0.00000022	5.00E-08	0.00000022	5.00E-08	0.00000022
														1325	Формальдегид (609)	0.0005	0.002349	0.0005	0.002349	0.0005	0.002349
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.012	0.058725	0.012	0.058725	0.012	0.058725
005	Дизельный генератор	1	Выхлопная труба	0525	2	0.05	75.32	0.1479	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.05562	0.942732	0.05562	0.942732	0.05562	0.942732
														0304	Азота оксид (6)	0.0090383	0.153194	0.0090383	0.153194	0.0090383	0.153194
														0328	Сажа (583)	0.004725	0.082215	0.004725	0.082215	0.004725	0.082215
														0330	Сера диоксид (516)	0.007425	0.1233225	0.007425	0.1233225	0.007425	0.1233225
														0337	Углерод оксид (584)	0.0486	0.82215	0.0486	0.82215	0.0486	0.82215
														0703	Бенз/а/пирен (54)	9.00E-08	0.00000151	9.00E-08	0.00000151	9.00E-08	0.00000151
														1325	Формальдегид (609)	0.0010125	0.016443	0.0010125	0.016443	0.0010125	0.016443
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0243	0.411075	0.0243	0.411075	0.0243	0.411075
005	Дизельный генератор	1	Выхлопная труба	0526	2	0.035	14.82	0.01426	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0048068	0.0303022	0.0048068	0.0303022	0.0048068	0.0303022
														0304	Азота оксид (6)	0.0007811	0.0049242	0.0007811	0.0049242	0.0007811	0.0049242
														0328	Сажа (583)	0.0004084	0.0026427	0.0004084	0.0026427	0.0004084	0.0026427

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														0330	Сера диоксид (516)	0.0006417	0.003964	0.0006417	0.003964	0.0006417	0.003964
														0337	Углерод оксид (584)	0.0042	0.0264263	0.0042	0.0264263	0.0042	0.0264263
														0703	Бенз/а/пирен (54)	1.00E-08	5.00E-08	1.00E-08	5.00E-08	1.00E-08	5.00E-08
														1325	Формальдегид (609)	0.0000875	0.0005286	0.0000875	0.0005286	0.0000875	0.0005286
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0021	0.0132132	0.0021	0.0132132	0.0021	0.0132132
005	Дизельный генератор	1	Выхлопная труба	0527	2	0.04	117.69	0.1479	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.062029	0.2513952	0.062029	0.2513952	0.062029	0.2513952
														0304	Азота оксид (6)	0.0100798	0.0408518	0.0100798	0.0408518	0.0100798	0.0408518
														0328	Сажа (583)	0.0052695	0.021924	0.0052695	0.021924	0.0052695	0.021924
														0330	Сера диоксид (516)	0.0082806	0.032886	0.0082806	0.032886	0.0082806	0.032886
														0337	Углерод оксид (584)	0.0542	0.21924	0.0542	0.21924	0.0542	0.21924
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000001	0.00000041	0.0000001	0.00000041	0.0000001	0.00000041
														1325	Формальдегид (609)	0.0011292	0.0043848	0.0011292	0.0043848	0.0011292	0.0043848
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0271	0.10962	0.0271	0.10962	0.0271	0.10962
005	Дизельный генератор насосов	1	Выхлопная труба	0528	2	0.045	106.28	0.16903	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0670645	0.2154816	0.0670645	0.2154816	0.0670645	0.2154816
														0304	Азота оксид (6)	0.010898	0.0350158	0.010898	0.0350158	0.010898	0.0350158
														0328	Сажа (583)	0.0056973	0.018792	0.0056973	0.018792	0.0056973	0.018792
														0330	Сера диоксид (516)	0.0089528	0.028188	0.0089528	0.028188	0.0089528	0.028188
														0337	Углерод оксид (584)	0.0586	0.18792	0.0586	0.18792	0.0586	0.18792
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000011	0.00000035	0.00000011	0.00000035	0.00000011	0.00000035
														1325	Формальдегид (609)	0.0012209	0.0037584	0.0012209	0.0037584	0.0012209	0.0037584
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0293	0.09396	0.0293	0.09396	0.0293	0.09396
005	Дизельный генератор	1	Выхлопная труба	0529	2	0.05	139.89	0.27467	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.1100956	0.1167192	0.1100956	0.1167192	0.1100956	0.1167192
														0304	Азота оксид (6)	0.0178906	0.0189669	0.0178906	0.0189669	0.0178906	0.0189669
														0328	Сажа (583)	0.0093528	0.010179	0.0093528	0.010179	0.0093528	0.010179
														0330	Сера диоксид (516)	0.0146973	0.0152685	0.0146973	0.0152685	0.0146973	0.0152685
														0337	Углерод оксид (584)	0.0962	0.10179	0.0962	0.10179	0.0962	0.10179
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000018	0.00000019	0.00000018	0.00000019	0.00000018	0.00000019
														1325	Формальдегид (609)	0.0020042	0.0020358	0.0020042	0.0020358	0.0020042	0.0020358
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0481	0.050895	0.0481	0.050895	0.0481	0.050895
005	Дизельный генератор	1	Выхлопная труба	0530	2	0.05	150.64	0.29579	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.1144445	0.5027904	0.1144445	0.5027904	0.1144445	0.5027904
														0304	Азота оксид (6)	0.0185973	0.0817035	0.0185973	0.0817035	0.0185973	0.0817035
														0328	Сажа (583)	0.0097223	0.043848	0.0097223	0.043848	0.0097223	0.043848
														0330	Сера диоксид (516)	0.0152778	0.065772	0.0152778	0.065772	0.0152778	0.065772
														0337	Углерод оксид (584)	0.1	0.43848	0.1	0.43848	0.1	0.43848
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000019	0.00000081	0.00000019	0.00000081	0.00000019	0.00000081
														1325	Формальдегид (609)	0.0020834	0.0087696	0.0020834	0.0087696	0.0020834	0.0087696
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.05	0.21924	0.05	0.21924	0.05	0.21924
005	Дизельный генератора скиммера	1	Выхлопная труба	0531	2	0.04	16.81	0.02113	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0077823	0.0538704	0.0077823	0.0538704	0.0077823	0.0538704
														0304	Азота оксид (6)	0.0012647	0.008754	0.0012647	0.008754	0.0012647	0.008754
														0328	Сажа (583)	0.0006612	0.004698	0.0006612	0.004698	0.0006612	0.004698
														0330	Сера диоксид (516)	0.0010389	0.007047	0.0010389	0.007047	0.0010389	0.007047
														0337	Углерод оксид (584)	0.0068	0.04698	0.0068	0.04698	0.0068	0.04698
														0703	Бенз/а/пирен (54)	2.00E-08	9.00E-08	2.00E-08	9.00E-08	2.00E-08	9.00E-08
														1325	Формальдегид (609)	0.0001417	0.0009396	0.0001417	0.0009396	0.0001417	0.0009396
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0034	0.02349	0.0034	0.02349	0.0034	0.02349
005	Дизельный генератор	1	Выхлопная труба	0532	2	0.05	172.17	0.33805	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.12154	0.2873088	0.12154	0.2873088	0.12154	0.2873088
														0304	Азота оксид (6)	0.0197503	0.0466877	0.0197503	0.0466877	0.0197503	0.0466877
														0328	Сажа (583)	0.010325	0.025056	0.010325	0.025056	0.010325	0.025056
														0330	Сера диоксид (516)	0.016225	0.037584	0.016225	0.037584	0.016225	0.037584
														0337	Углерод оксид (584)	0.1062	0.25056	0.1062	0.25056	0.1062	0.25056
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000002	0.00000046	0.0000002	0.00000046	0.0000002	0.00000046
														1325	Формальдегид (609)	0.0022125	0.0050112	0.0022125	0.0050112	0.0022125	0.0050112

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0531	0.12528	0.0531	0.12528	0.0531	0.12528
005	Дизельный генератор	1	Выхлопная труба	0533	2	0.08	102.98	0.51764	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.1834668	1.432368	0.1834668	1.432368	0.1834668	1.432368
														0304	Азота оксид (6)	0.0298134	0.2327598	0.0298134	0.2327598	0.0298134	0.2327598
														0328	Сажа (583)	0.0119445	0.089523	0.0119445	0.089523	0.0119445	0.089523
														0330	Сера диоксид (516)	0.0286667	0.2238075	0.0286667	0.2238075	0.0286667	0.2238075
														0337	Углерод оксид (584)	0.1481112	1.163799	0.1481112	1.163799	0.1481112	1.163799
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000029	0.00000247	0.00000029	0.00000247	0.00000029	0.00000247
														1325	Формальдегид (609)	0.0028667	0.0223808	0.0028667	0.0223808	0.0028667	0.0223808
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0692778	0.537138	0.0692778	0.537138	0.0692778	0.537138
005	Вспомогательный бензиновый генератор	1	Выхлопная труба	0534	2	0.02	56.44	0.01773	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.000039	0.000252	0.000039	0.000252	0.000039	0.000252
														0304	Азота оксид (6)	0.0000064	0.000041	0.0000064	0.000041	0.0000064	0.000041
														0330	Сера диоксид (516)	0.0000157	0.0001013	0.0000157	0.0001013	0.0000157	0.0001013
														0337	Углерод оксид (584)	0.0032292	0.020925	0.0032292	0.020925	0.0032292	0.020925
														2704	Бензин (60)	0.0005209	0.003375	0.0005209	0.003375	0.0005209	0.003375
005	Вспомогательный бензиновый генератор	1	Выхлопная труба	0535	2	0.02	42.34	0.0133	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.000039	0.00021	0.000039	0.00021	0.000039	0.00021
														0304	Азота оксид (6)	0.0000064	0.0000342	0.0000064	0.0000342	0.0000064	0.0000342
														0330	Сера диоксид (516)	0.0000157	0.0000844	0.0000157	0.0000844	0.0000157	0.0000844
														0337	Углерод оксид (584)	0.0032292	0.0174375	0.0032292	0.0174375	0.0032292	0.0174375
														2704	Бензин (60)	0.0005209	0.0028125	0.0005209	0.0028125	0.0005209	0.0028125
005	Бензиновый генератор насосов	1	Выхлопная труба	0536	2	0.02	56.44	0.01773	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.000039	0.000714	0.000039	0.000714	0.000039	0.000714
														0304	Азота оксид (6)	0.0000064	0.0001161	0.0000064	0.0001161	0.0000064	0.0001161
														0330	Сера диоксид (516)	0.0000157	0.0002869	0.0000157	0.0002869	0.0000157	0.0002869
														0337	Углерод оксид (584)	0.0032292	0.0592875	0.0032292	0.0592875	0.0032292	0.0592875
														2704	Бензин (60)	0.0005209	0.0095625	0.0005209	0.0095625	0.0005209	0.0095625
005	Вспомогательный бензиновый генератор	1	Выхлопная труба	0537	2	0.01	62.13	0.00488	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.000039	0.000084	0.000039	0.000084	0.000039	0.000084
														0304	Азота оксид (6)	0.0000064	0.0000137	0.0000064	0.0000137	0.0000064	0.0000137
														0330	Сера диоксид (516)	0.0000157	0.0000338	0.0000157	0.0000338	0.0000157	0.0000338
														0337	Углерод оксид (584)	0.0032292	0.006975	0.0032292	0.006975	0.0032292	0.006975
														2704	Бензин (60)	0.0005209	0.001125	0.0005209	0.001125	0.0005209	0.001125
005	Вспомогательный бензиновый генератор	1	Выхлопная труба	0538	2	0.035	18.43	0.01773	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.000039	0.000084	0.000039	0.000084	0.000039	0.000084
														0304	Азота оксид (6)	0.0000064	0.0000137	0.0000064	0.0000137	0.0000064	0.0000137
														0330	Сера диоксид (516)	0.0000157	0.0000338	0.0000157	0.0000338	0.0000157	0.0000338
														0337	Углерод оксид (584)	0.0032292	0.006975	0.0032292	0.006975	0.0032292	0.006975
														2704	Бензин (60)	0.0005209	0.001125	0.0005209	0.001125	0.0005209	0.001125
005	Бензиновый генератор насосов	1	Выхлопная труба	0539	2	0.02	56.44	0.01773	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.000039	0.000924	0.000039	0.000924	0.000039	0.000924
														0304	Азота оксид (6)	0.0000064	0.0001502	0.0000064	0.0001502	0.0000064	0.0001502
														0330	Сера диоксид (516)	0.0000157	0.0003713	0.0000157	0.0003713	0.0000157	0.0003713
														0337	Углерод оксид (584)	0.0032292	0.076725	0.0032292	0.076725	0.0032292	0.076725
														2704	Бензин (60)	0.0005209	0.012375	0.0005209	0.012375	0.0005209	0.012375
005	Вспомогательный бензиновый генератор	1	Выхлопная труба	0540	2	0.01	45.2	0.00355	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.000039	0.00042	0.000039	0.00042	0.000039	0.00042
														0304	Азота оксид (6)	0.0000064	0.0000683	0.0000064	0.0000683	0.0000064	0.0000683
														0330	Сера диоксид (516)	0.0000157	0.0001688	0.0000157	0.0001688	0.0000157	0.0001688
														0337	Углерод оксид (584)	0.0032292	0.034875	0.0032292	0.034875	0.0032292	0.034875
														2704	Бензин (60)	0.0005209	0.005625	0.0005209	0.005625	0.0005209	0.005625
005	Вспомогательный бензиновый генератор	1	Выхлопная труба	0541	2	0.02	56.44	0.01773	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.000039	0.000084	0.000039	0.000084	0.000039	0.000084
														0304	Азота оксид (6)	0.0000064	0.0000137	0.0000064	0.0000137	0.0000064	0.0000137
														0330	Сера диоксид (516)	0.0000157	0.0000338	0.0000157	0.0000338	0.0000157	0.0000338
														0337	Углерод оксид (584)	0.0032292	0.006975	0.0032292	0.006975	0.0032292	0.006975
														2704	Бензин (60)	0.0005209	0.001125	0.0005209	0.001125	0.0005209	0.001125
005	Дизельный генератор насосов	1	Выхлопная труба	0542	2	0.03	34.38	0.0243	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0096134	0.061951	0.0096134	0.061951	0.0096134	0.061951
														0304	Азота оксид (6)	0.0015622	0.0100671	0.0015622	0.0100671	0.0015622	0.0100671
														0328	Сажа (583)	0.0008167	0.0054027	0.0008167	0.0054027	0.0008167	0.0054027
														0330	Сера диоксид (516)	0.0012834	0.0081041	0.0012834	0.0081041	0.0012834	0.0081041
														0337	Углерод оксид (584)	0.0084	0.054027	0.0084	0.054027	0.0084	0.054027
														0703	Бенз/а/пирен (54)	2.00E-08	0.0000001	2.00E-08	0.0000001	2.00E-08	0.0000001
														1325	Формальдегид (609)	0.000175	0.0010806	0.000175	0.0010806	0.000175	0.0010806

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0042	0.0270135	0.0042	0.0270135	0.0042	0.0270135
005	Генератор	1	Выхлопная труба	0543	2	0.035	39.53	0.03803	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0128179	0.0808056	0.0128179	0.0808056	0.0128179	0.0808056
														0304	Азота оксид (6)	0.0020829	0.013131	0.0020829	0.013131	0.0020829	0.013131
														0328	Сажа (583)	0.0010889	0.007047	0.0010889	0.007047	0.0010889	0.007047
														0330	Сера диоксид (516)	0.0017112	0.0105705	0.0017112	0.0105705	0.0017112	0.0105705
														0337	Углерод оксид (584)	0.0112	0.07047	0.0112	0.07047	0.0112	0.07047
														0703	Бенз/а/пирен (54)	3.00E-08	0.00000013	3.00E-08	0.00000013	3.00E-08	0.00000013
														1325	Формальдегид (609)	0.0002334	0.0014094	0.0002334	0.0014094	0.0002334	0.0014094
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0056	0.035235	0.0056	0.035235	0.0056	0.035235
005	Вспомогательный генератор	1	Выхлопная труба	0544	2	0.03	54.69	0.03866	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0132756	0.032861	0.0132756	0.032861	0.0132756	0.032861
														0304	Азота оксид (6)	0.0021573	0.00534	0.0021573	0.00534	0.0021573	0.00534
														0328	Сажа (583)	0.0011278	0.0028658	0.0011278	0.0028658	0.0011278	0.0028658
														0330	Сера диоксид (516)	0.0017723	0.0042987	0.0017723	0.0042987	0.0017723	0.0042987
														0337	Углерод оксид (584)	0.0116	0.0286578	0.0116	0.0286578	0.0116	0.0286578
														0703	Бенз/а/пирен (54)	3.00E-08	6.00E-08	3.00E-08	6.00E-08	3.00E-08	6.00E-08
														1325	Формальдегид (609)	0.0002417	0.0005732	0.0002417	0.0005732	0.0002417	0.0005732
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0058	0.0143289	0.0058	0.0143289	0.0058	0.0143289
005	Дизельный генератор вакуумной установки	1	Выхлопная труба	0545	2	0.04	71.79	0.09022	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0336468	0.3833777	0.0336468	0.3833777	0.0336468	0.3833777
														0304	Азота оксид (6)	0.0054676	0.0622989	0.0054676	0.0622989	0.0054676	0.0622989
														0328	Сажа (583)	0.0028584	0.0334341	0.0028584	0.0334341	0.0028584	0.0334341
														0330	Сера диоксид (516)	0.0044917	0.0501512	0.0044917	0.0501512	0.0044917	0.0501512
														0337	Углерод оксид (584)	0.0294	0.334341	0.0294	0.334341	0.0294	0.334341
														0703	Бенз/а/пирен (54)	6.00E-08	0.00000062	6.00E-08	0.00000062	6.00E-08	0.00000062
														1325	Формальдегид (609)	0.0006125	0.0066869	0.0006125	0.0066869	0.0006125	0.0066869
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0147	0.1671705	0.0147	0.1671705	0.0147	0.1671705
005	Генератор	1	Выхлопная труба	0546	2	0.05	150.64	0.29579	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.1158179	0.2513952	0.1158179	0.2513952	0.1158179	0.2513952
														0304	Азота оксид (6)	0.0188204	0.0408518	0.0188204	0.0408518	0.0188204	0.0408518
														0328	Сажа (583)	0.0098389	0.021924	0.0098389	0.021924	0.0098389	0.021924
														0330	Сера диоксид (516)	0.0154612	0.032886	0.0154612	0.032886	0.0154612	0.032886
														0337	Углерод оксид (584)	0.1012	0.21924	0.1012	0.21924	0.1012	0.21924
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000019	0.00000041	0.00000019	0.00000041	0.00000019	0.00000041
														1325	Формальдегид (609)	0.0021084	0.0043848	0.0021084	0.0043848	0.0021084	0.0043848
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0506	0.10962	0.0506	0.10962	0.0506	0.10962
005	Бензиновый генератор насосов	1	Выхлопная труба	0547	2	0.025	36.12	0.01773	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.000039	0.000672	0.000039	0.000672	0.000039	0.000672
														0304	Азота оксид (6)	0.0000064	0.0001092	0.0000064	0.0001092	0.0000064	0.0001092
														0330	Сера диоксид (516)	0.0000157	0.00027	0.0000157	0.00027	0.0000157	0.00027
														0337	Углерод оксид (584)	0.0032292	0.0558	0.0032292	0.0558	0.0032292	0.0558
														2704	Бензин (60)	0.0005209	0.009	0.0005209	0.009	0.0005209	0.009
005	Бензиновый генератор насосов	1	Выхлопная труба	0548	2	0.02	56.44	0.01773	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.000039	0.00042	0.000039	0.00042	0.000039	0.00042
														0304	Азота оксид (6)	0.0000064	0.0000683	0.0000064	0.0000683	0.0000064	0.0000683
														0330	Сера диоксид (516)	0.0000157	0.0001688	0.0000157	0.0001688	0.0000157	0.0001688
														0337	Углерод оксид (584)	0.0032292	0.034875	0.0032292	0.034875	0.0032292	0.034875
														2704	Бензин (60)	0.0005209	0.005625	0.0005209	0.005625	0.0005209	0.005625
005	Бензиновый генератор воздухонагнетателя	1	Выхлопная труба	0549	2	0.02	56.44	0.01773	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.000039	0.000168	0.000039	0.000168	0.000039	0.000168
														0304	Азота оксид (6)	0.0000064	0.0000273	0.0000064	0.0000273	0.0000064	0.0000273
														0330	Сера диоксид (516)	0.0000157	0.0000675	0.0000157	0.0000675	0.0000157	0.0000675
														0337	Углерод оксид (584)	0.0032292	0.01395	0.0032292	0.01395	0.0032292	0.01395
														2704	Бензин (60)	0.0005209	0.00225	0.0005209	0.00225	0.0005209	0.00225
005	Бензиновый генератор воздухонагнетателя	1	Выхлопная труба	0550	2	0.02	64.9	0.02039	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.000039	0.000672	0.000039	0.000672	0.000039	0.000672
														0304	Азота оксид (6)	0.0000064	0.0001092	0.0000064	0.0001092	0.0000064	0.0001092
														0330	Сера диоксид (516)	0.0000157	0.00027	0.0000157	0.00027	0.0000157	0.00027
														0337	Углерод оксид (584)	0.0032292	0.0558	0.0032292	0.0558	0.0032292	0.0558
														2704	Бензин (60)	0.0005209	0.009	0.0005209	0.009	0.0005209	0.009
005		1		0551	2	0.03	37.62	0.02659	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.000039	0.000084	0.000039	0.000084	0.000039	0.000084

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
	Бензиновый генератор компрессора		Выхлопная труба											0304	Азота оксид (6)	0.0000064	0.0000137	0.0000064	0.0000137	0.0000064	0.0000137
														0330	Сера диоксид (516)	0.0000157	0.0000338	0.0000157	0.0000338	0.0000157	0.0000338
														0337	Углерод оксид (584)	0.0032292	0.006975	0.0032292	0.006975	0.0032292	0.006975
														2704	Бензин (60)	0.0005209	0.001125	0.0005209	0.001125	0.0005209	0.001125
005	Дизельный генератор	1	Выхлопная труба	0552	2	0.05	64.56	0.1267633	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.05562	0.1616112	0.05562	0.1616112	0.05562	0.1616112
														0304	Азота оксид (6)	0.0090383	0.0262619	0.0090383	0.0262619	0.0090383	0.0262619
														0328	Сажа (583)	0.004725	0.014094	0.004725	0.014094	0.004725	0.014094
														0330	Сера диоксид (516)	0.007425	0.021141	0.007425	0.021141	0.007425	0.021141
														0337	Углерод оксид (584)	0.0486	0.14094	0.0486	0.14094	0.0486	0.14094
														0703	Бенз/а/пирен (54)	9.00E-08	0.00000026	9.00E-08	0.00000026	9.00E-08	0.00000026
														1325	Формальдегид (609)	0.0010125	0.0028188	0.0010125	0.0028188	0.0010125	0.0028188
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0243	0.07047	0.0243	0.07047	0.0243	0.07047
005	Воздухонагревательная установка	1	Дымовая труба	0553	2	0.03	24.74	0.01749	200	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0008226	0.0044418	0.0008226	0.0044418	0.0008226	0.0044418
														0304	Азота оксид (6)	0.0001337	0.0007218	0.0001337	0.0007218	0.0001337	0.0007218
														0328	Сажа (583)	0.0000124	0.0000666	0.0000124	0.0000666	0.0000124	0.0000666
														0330	Сера диоксид (516)	0.0016116	0.0087024	0.0016116	0.0087024	0.0016116	0.0087024
														0337	Углерод оксид (584)	0.0028364	0.0153163	0.0028364	0.0153163	0.0028364	0.0153163
Баржа эвакуации																					
006	Генератор силового модуля	1	Выхлопная труба	0601	15	0.25	22	1.08	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.817	21.65632	0.817	21.65632	0.817	21.65632
														0304	Азота оксид (6)	0.1328	3.519152	0.1328	3.519152	0.1328	3.519152
														0328	Сажа (583)	0.0532	1.35352	0.0532	1.35352	0.0532	1.35352
														0330	Сера диоксид (516)	0.1277	3.3838	0.1277	3.3838	0.1277	3.3838
														0337	Углерод оксид (584)	0.6596	17.59576	0.6596	17.59576	0.6596	17.59576
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000013	0.0000372	0.0000013	0.0000372	0.0000013	0.0000372
														1325	Формальдегид (609)	0.0128	0.33838	0.0128	0.33838	0.0128	0.33838
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.3085	8.12112	0.3085	8.12112	0.3085	8.12112
006	Генератор силового модуля	1	Выхлопная труба	0602	15	0.25	22	1.08	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.817	21.65632	0.817	21.65632	0.817	21.65632
														0304	Азота оксид (6)	0.1328	3.519152	0.1328	3.519152	0.1328	3.519152
														0328	Сажа (583)	0.0532	1.35352	0.0532	1.35352	0.0532	1.35352
														0330	Сера диоксид (516)	0.1277	3.3838	0.1277	3.3838	0.1277	3.3838
														0337	Углерод оксид (584)	0.6596	17.59576	0.6596	17.59576	0.6596	17.59576
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000013	0.0000372	0.0000013	0.0000372	0.0000013	0.0000372
														1325	Формальдегид (609)	0.0128	0.33838	0.0128	0.33838	0.0128	0.33838
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.3085	8.12112	0.3085	8.12112	0.3085	8.12112
006	Резервуары ГСМ	1	Дыхательный клапан	0603	9.5	0.14	1.04	0.016	30	9492123	5066574			0333	Сероводород (518)	0.00012	0.0000188	0.00012	0.0000188	0.00012	0.0000188
														2735	Масло минеральное (716*)	0.000043	0.0000259	0.000043	0.0000259	0.000043	0.0000259
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0434	0.0066963	0.0434	0.0066963	0.0434	0.0066963
006	Механическая мастерская	1	Вент.труба	0604	6.2	0.4	4.54	0.57	30	9492123	5066574			2868	Эмульсол (1435*)	0.00000023	0.0000003	0.00000023	0.0000003	0.00000023	0.0000003
006	Система подачи ГСМ	1	Неорганиз. источник	6601	9.5				30	9492123	5066574	5	5	0333	Сероводород (518)	0.000057	0.001786	0.000057	0.001786	0.000057	0.001786
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0202	0.6360563	0.0202	0.6360563	0.0202	0.6360563
006	Участок покраски	1	Неорганиз. источник	6602	6.2				30	9492123	5066574	2	2	0616	Ксилол (322)	0.0162	0.1252	0.0162	0.1252	0.0162	0.1252
														2752	Уайт-спирит (1294*)	0.0194	0.2372	0.0194	0.2372	0.0194	0.2372
Буровая установка																					
007	Генератор БУ	1	Выхлопная труба	0701	11	0.45	23.87	3.7946	500	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	2.0878	49.3822224	2.0878	49.3822224	2.0878	49.3822224
														0304	Азота оксид (6)	0.3393	8.0246111	0.3393	8.0246111	0.3393	8.0246111
														0328	Сажа (583)	0.1087	2.6454762	0.1087	2.6454762	0.1087	2.6454762
														0330	Сера диоксид (516)	0.435	10.5819048	0.435	10.5819048	0.435	10.5819048
														0337	Углерод оксид (584)	1.6467	38.8003176	1.6467	38.8003176	1.6467	38.8003176
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000034	0.0000794	0.0000034	0.0000794	0.0000034	0.0000794
														1325	Формальдегид (609)	0.0311	0.7054603	0.0311	0.7054603	0.0311	0.7054603
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.7457	17.636508	0.7457	17.636508	0.7457	17.636508

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
007	Генератор БУ	1	Выхлопная труба	0702	11	0.45	23.87	3.7946	500	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	2.0878	49.3822224	2.0878	49.3822224	2.0878	49.3822224
														0304	Азота оксид (6)	0.3393	8.0246111	0.3393	8.0246111	0.3393	8.0246111
														0328	Сажа (583)	0.1087	2.6454762	0.1087	2.6454762	0.1087	2.6454762
														0330	Сера диоксид (516)	0.435	10.5819048	0.435	10.5819048	0.435	10.5819048
														0337	Углерод оксид (584)	1.6467	38.8003176	1.6467	38.8003176	1.6467	38.8003176
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000034	0.0000794	0.0000034	0.0000794	0.0000034	0.0000794
														1325	Формальдегид (609)	0.0311	0.7054603	0.0311	0.7054603	0.0311	0.7054603
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.7457	17.636508	0.7457	17.636508	0.7457	17.636508
007	Генератор БУ	1	Выхлопная труба	0703	11	0.45	23.87	3.7946	500	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	2.0878	49.3822224	2.0878	49.3822224	2.0878	49.3822224
														0304	Азота оксид (6)	0.3393	8.0246111	0.3393	8.0246111	0.3393	8.0246111
														0328	Сажа (583)	0.1087	2.6454762	0.1087	2.6454762	0.1087	2.6454762
														0330	Сера диоксид (516)	0.435	10.5819048	0.435	10.5819048	0.435	10.5819048
														0337	Углерод оксид (584)	1.6467	38.8003176	1.6467	38.8003176	1.6467	38.8003176
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000034	0.0000794	0.0000034	0.0000794	0.0000034	0.0000794
														1325	Формальдегид (609)	0.0311	0.7054603	0.0311	0.7054603	0.0311	0.7054603
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.7457	17.636508	0.7457	17.636508	0.7457	17.636508
007	Генератор БУ	1	Выхлопная труба	0704	11	0.45	23.87	3.7946	500	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	2.0878	49.3822224	2.0878	49.3822224	2.0878	49.3822224
														0304	Азота оксид (6)	0.3393	8.0246111	0.3393	8.0246111	0.3393	8.0246111
														0328	Сажа (583)	0.1087	2.6454762	0.1087	2.6454762	0.1087	2.6454762
														0330	Сера диоксид (516)	0.435	10.5819048	0.435	10.5819048	0.435	10.5819048
														0337	Углерод оксид (584)	1.6467	38.8003176	1.6467	38.8003176	1.6467	38.8003176
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000034	0.0000794	0.0000034	0.0000794	0.0000034	0.0000794
														1325	Формальдегид (609)	0.0311	0.7054603	0.0311	0.7054603	0.0311	0.7054603
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.7457	17.636508	0.7457	17.636508	0.7457	17.636508
007	Генератор БУ	1	Выхлопная труба	0705	11	0.45	23.87	3.7946	500	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	2.0878	49.3822224	2.0878	49.3822224	2.0878	49.3822224
														0304	Азота оксид (6)	0.3393	8.0246111	0.3393	8.0246111	0.3393	8.0246111
														0328	Сажа (583)	0.1087	2.6454762	0.1087	2.6454762	0.1087	2.6454762
														0330	Сера диоксид (516)	0.435	10.5819048	0.435	10.5819048	0.435	10.5819048
														0337	Углерод оксид (584)	1.6467	38.8003176	1.6467	38.8003176	1.6467	38.8003176
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000034	0.0000794	0.0000034	0.0000794	0.0000034	0.0000794
														1325	Формальдегид (609)	0.0311	0.7054603	0.0311	0.7054603	0.0311	0.7054603
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.7457	17.636508	0.7457	17.636508	0.7457	17.636508
007	Генератор БУ	1	Выхлопная труба	0706	11	0.45	23.87	3.7946	500	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	2.0878	49.3822224	2.0878	49.3822224	2.0878	49.3822224
														0304	Азота оксид (6)	0.3393	8.0246111	0.3393	8.0246111	0.3393	8.0246111
														0328	Сажа (583)	0.1087	2.6454762	0.1087	2.6454762	0.1087	2.6454762
														0330	Сера диоксид (516)	0.435	10.5819048	0.435	10.5819048	0.435	10.5819048
														0337	Углерод оксид (584)	1.6467	38.8003176	1.6467	38.8003176	1.6467	38.8003176
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000034	0.0000794	0.0000034	0.0000794	0.0000034	0.0000794
														1325	Формальдегид (609)	0.0311	0.7054603	0.0311	0.7054603	0.0311	0.7054603
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.7457	17.636508	0.7457	17.636508	0.7457	17.636508
007	Генератор БУ	1	Выхлопная труба	0707	11	0.45	23.87	3.7946	500	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	2.0878	49.3822224	2.0878	49.3822224	2.0878	49.3822224
														0304	Азота оксид (6)	0.3393	8.0246111	0.3393	8.0246111	0.3393	8.0246111
														0328	Сажа (583)	0.1087	2.6454762	0.1087	2.6454762	0.1087	2.6454762
														0330	Сера диоксид (516)	0.435	10.5819048	0.435	10.5819048	0.435	10.5819048
														0337	Углерод оксид (584)	1.6467	38.8003176	1.6467	38.8003176	1.6467	38.8003176
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000034	0.0000794	0.0000034	0.0000794	0.0000034	0.0000794
														1325	Формальдегид (609)	0.0311	0.7054603	0.0311	0.7054603	0.0311	0.7054603
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.7457	17.636508	0.7457	17.636508	0.7457	17.636508
007	Генератор КАТО-6	1	Выхлопная труба	0708	11	0.45	23.87	3.7946	500	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	2.8	2.4691111	2.8	2.4691111	2.8	2.4691111
														0304	Азота оксид (6)	0.455	0.4012306	0.455	0.4012306	0.455	0.4012306
														0328	Сажа (583)	0.1458	0.1322738	0.1458	0.1322738	0.1458	0.1322738
														0330	Сера диоксид (516)	0.5833	0.5290952	0.5833	0.5290952	0.5833	0.5290952
														0337	Углерод оксид (584)	2.2083	1.9400159	2.2083	1.9400159	2.2083	1.9400159

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000046	0.000004	0.0000046	0.000004	0.0000046	0.000004
														1325	Формальдегид (609)	0.0417	0.035273	0.0417	0.035273	0.0417	0.035273
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	1	0.8818254	1	0.8818254	1	0.8818254
007	Мотокомпрессор Atlas Copco	1	Выхлопная труба	0709	6.5	0.06	21.3	0.0602245	200	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0744	0.0538704	0.0744	0.0538704	0.0744	0.0538704
														0304	Азота оксид (6)	0.0121	0.0087539	0.0121	0.0087539	0.0121	0.0087539
														0328	Сажа (583)	0.0063	0.004698	0.0063	0.004698	0.0063	0.004698
														0330	Сера диоксид (516)	0.0099	0.007047	0.0099	0.007047	0.0099	0.007047
														0337	Углерод оксид (584)	0.065	0.04698	0.065	0.04698	0.065	0.04698
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000012	8.60E-08	0.00000012	8.60E-08	0.00000012	8.60E-08
														1325	Формальдегид (609)	0.0014	0.0009396	0.0014	0.0009396	0.0014	0.0009396
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0325	0.02349	0.0325	0.02349	0.0325	0.02349
007	Пожарная мотопомпа	1	Выхлопная труба	0710	8	0.15	32.33	0.5713196	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.3818	0.240576	0.3818	0.240576	0.3818	0.240576
														0304	Азота оксид (6)	0.062	0.0390936	0.062	0.0390936	0.062	0.0390936
														0328	Сажа (583)	0.0249	0.015036	0.0249	0.015036	0.0249	0.015036
														0330	Сера диоксид (516)	0.0597	0.03759	0.0597	0.03759	0.0597	0.03759
														0337	Углерод оксид (584)	0.3083	0.195468	0.3083	0.195468	0.3083	0.195468
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000006	0.00000041	0.0000006	0.00000041	0.0000006	0.00000041
														1325	Формальдегид (609)	0.006	0.003759	0.006	0.003759	0.006	0.003759
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.1442	0.090216	0.1442	0.090216	0.1442	0.090216
007	Теплопушки	1	Вент.труба	0711	11	0.5	3.43	0.6734805	160	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.1381	2.6101368	0.1381	2.6101368	0.1381	2.6101368
														0304	Азота оксид (6)	0.0224	0.4241472	0.0224	0.4241472	0.0224	0.4241472
														0328	Сажа (583)	0.009	0.1699016	0.009	0.1699016	0.009	0.1699016
														0330	Сера диоксид (516)	0.2115	3.9960851	0.2115	3.9960851	0.2115	3.9960851
														0337	Углерод оксид (584)	0.492	9.2970144	0.492	9.2970144	0.492	9.2970144
007	Генератор каротажной станции	1	Выхлопная труба	0712	8	0.1	13.08	0.1027303	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0801	0.101136	0.0801	0.101136	0.0801	0.101136
														0304	Азота оксид (6)	0.013	0.0164346	0.013	0.0164346	0.013	0.0164346
														0328	Сажа (583)	0.0068	0.00882	0.0068	0.00882	0.0068	0.00882
														0330	Сера диоксид (516)	0.0107	0.01323	0.0107	0.01323	0.0107	0.01323
														0337	Углерод оксид (584)	0.07	0.0882	0.07	0.0882	0.07	0.0882
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000013	0.00000016	0.00000013	0.00000016	0.00000013	0.00000016
														1325	Формальдегид (609)	0.0015	0.001764	0.0015	0.001764	0.0015	0.001764
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.035	0.0441	0.035	0.0441	0.035	0.0441
007	Генератор каротажной станции	1	Выхлопная труба	0713	9	0.15	34.61	0.6116106	200	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.3734	0.60208	0.3734	0.60208	0.3734	0.60208
														0304	Азота оксид (6)	0.0607	0.097838	0.0607	0.097838	0.0607	0.097838
														0328	Сажа (583)	0.0243	0.03763	0.0243	0.03763	0.0243	0.03763
														0330	Сера диоксид (516)	0.0583	0.094075	0.0583	0.094075	0.0583	0.094075
														0337	Углерод оксид (584)	0.3014	0.48919	0.3014	0.48919	0.3014	0.48919
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000058	0.000001	0.00000058	0.000001	0.00000058	0.000001
														1325	Формальдегид (609)	0.0058	0.0094075	0.0058	0.0094075	0.0058	0.0094075
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.141	0.22578	0.141	0.22578	0.141	0.22578
007	Генераторы гидравлических силовых установок	1	Выхлопная труба	0714	6.5	0.08	32.3	0.1623579	200	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.1534	0.4704544	0.1534	0.4704544	0.1534	0.4704544
														0304	Азота оксид (6)	0.0249	0.0764488	0.0249	0.0764488	0.0249	0.0764488
														0328	Сажа (583)	0.013	0.041028	0.013	0.041028	0.013	0.041028
														0330	Сера диоксид (516)	0.0205	0.061542	0.0205	0.061542	0.0205	0.061542
														0337	Углерод оксид (584)	0.134	0.41028	0.134	0.41028	0.134	0.41028
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000024	0.00000075	0.00000024	0.00000075	0.00000024	0.00000075
														1325	Формальдегид (609)	0.0028	0.0082056	0.0028	0.0082056	0.0028	0.0082056
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.067	0.20514	0.067	0.20514	0.067	0.20514
007	Дизельные установки цементного участка	1	Выхлопная труба	0715	9.2	0.25	43.47	2.1338336	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	1.137	7.2531328	1.137	7.2531328	1.137	7.2531328
														0304	Азота оксид (6)	0.1848	1.1786341	0.1848	1.1786341	0.1848	1.1786341
														0328	Сажа (583)	0.074	0.4533208	0.074	0.4533208	0.074	0.4533208
														0330	Сера диоксид (516)	0.1777	1.133302	0.1777	1.133302	0.1777	1.133302
														0337	Углерод оксид (584)	0.9179	5.8931704	0.9179	5.8931704	0.9179	5.8931704

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000018	0.0000125	0.0000018	0.0000125	0.0000018	0.0000125
														1325	Формальдегид (609)	0.0178	0.1133302	0.0178	0.1133302	0.0178	0.1133302
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.4294	2.7199248	0.4294	2.7199248	0.4294	2.7199248
007	Пневмотранспорт барита	1	Вент.труба	0716	15	0.5	8.15	1.6002525	30	9492123	5066574			0108	Барий сульфат (113*)	0.1667	0.72	0.1667	0.72	0.1667	0.72
007	Пневмотранспорт цемента	1	Вент.труба	0717	15	0.5	8.15	1.6002525	30	9492123	5066574			2908	Пыль неорг., SiO2: 70-20% (494)	0.1667	0.72	0.1667	0.72	0.1667	0.72
007	Расходный резервуар дизтоплива	1	Дыхательный клапан	0718	15	0.05	1.58	0.0031023	30	9492123	5066574			0333	Сероводород (518)	0.00003	0.0000073	0.00003	0.0000073	0.00003	0.0000073
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0109	0.0025927	0.0109	0.0025927	0.0109	0.0025927
007	Завершение скважин. Мотопомпы высокой мощности	1	Выхлопная труба	0719	8	0.4	47.69	5.9929162	450	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	3.7034	6.717387	3.7034	6.717387	3.7034	6.717387
														0304	Азота оксид (6)	0.6018	1.0915754	0.6018	1.0915754	0.6018	1.0915754
														0328	Сажа (583)	0.3371	0.6151096	0.3371	0.6151096	0.3371	0.6151096
														0330	Сера диоксид (516)	0.5843	0.9958917	0.5843	0.9958917	0.5843	0.9958917
														0337	Углерод оксид (584)	3.8652	7.0298237	3.8652	7.0298237	3.8652	7.0298237
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000072	0.0000135	0.0000072	0.0000135	0.0000072	0.0000135
														1325	Формальдегид (609)	0.0899	0.136691	0.0899	0.136691	0.0899	0.136691
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	2.0225	3.6711301	2.0225	3.6711301	2.0225	3.6711301
007	Завершение скважин. Мотопомпы средней мощности	1	Выхлопная труба	0720	7.8	0.21	44.66	1.54685	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.91	2.834496	0.91	2.834496	0.91	2.834496
														0304	Азота оксид (6)	0.1479	0.4606056	0.1479	0.4606056	0.1479	0.4606056
														0328	Сажа (583)	0.0813	0.2331	0.0813	0.2331	0.0813	0.2331
														0330	Сера диоксид (516)	0.1625	0.475524	0.1625	0.475524	0.1625	0.475524
														0337	Углерод оксид (584)	0.925	2.89044	0.925	2.89044	0.925	2.89044
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000019	0.0000059	0.0000019	0.0000059	0.0000019	0.0000059
														1325	Формальдегид (609)	0.0188	0.055944	0.0188	0.055944	0.0188	0.055944
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.45	1.3986	0.45	1.3986	0.45	1.3986
007	Завершение скважин. Генераторы малой мощности	1	Выхлопная труба	0721	7.2	0.15	30.97	0.5472864	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.1285	2.3616	0.1285	2.3616	0.1285	2.3616
														0304	Азота оксид (6)	0.0209	0.38376	0.0209	0.38376	0.0209	0.38376
														0328	Сажа (583)	0.0148	0.27	0.0148	0.27	0.0148	0.27
														0330	Сера диоксид (516)	0.0197	0.3312	0.0197	0.3312	0.0197	0.3312
														0337	Углерод оксид (584)	0.1409	2.592	0.1409	2.592	0.1409	2.592
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000026	0.000005	0.00000026	0.000005	0.00000026	0.000005
														1325	Формальдегид (609)	0.0033	0.0504	0.0033	0.0504	0.0033	0.0504
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0738	1.3536	0.0738	1.3536	0.0738	1.3536
007	Завершение скважин. Паровой котел	1	Выхлопная труба	0722	7.6	0.4	6.29	0.7904266	200	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.1121	0.0807228	0.1121	0.0807228	0.1121	0.0807228
														0304	Азота оксид (6)	0.0182	0.0131175	0.0182	0.0131175	0.0182	0.0131175
														0328	Сажа (583)	0.0964	0.0694211	0.0964	0.0694211	0.0964	0.0694211
														0330	Сера диоксид (516)	0.2268	0.1632783	0.2268	0.1632783	0.2268	0.1632783
														0337	Углерод оксид (584)	0.5276	0.379872	0.5276	0.379872	0.5276	0.379872
007	Резервуары расходные	1	Дыхательный клапан	0723	11	0.1	1.99	0.0156295	30	9492123	5066574			0333	Сероводород (518)	0.00014	0.0001432	0.00014	0.0001432	0.00014	0.0001432
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0489	0.0509863	0.0489	0.0509863	0.0489	0.0509863
007	Резервуары хранения дизтоплива	1	Дыхательный клапан	0724	18	0.15	2.11	0.0372869	30	9492123	5066574			0333	Сероводород (518)	0.00033	0.0001764	0.00033	0.0001764	0.00033	0.0001764
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.1163	0.0628093	0.1163	0.0628093	0.1163	0.0628093
007	Резервуары базового масла	1	Дыхательный клапан	0725	18	0.15	2.11	0.0372869	30	9492123	5066574			2735	Масло минеральное (716*)	0.0112	0.0023832	0.0112	0.0023832	0.0112	0.0023832
007	Резервуары базового БРМО	1	Дыхательный клапан	0726	18	0.15	2.11	0.0372869	30	9492123	5066574			2735	Масло минеральное (716*)	0.0112	0.002529	0.0112	0.002529	0.0112	0.002529
007	Участок приготовления БРМО	1	Вент.труба	0727	15	0.8	3.98	2.0005709	30	9492123	5066574			2735	Масло минеральное (716*)	0.117	0.7469302	0.117	0.7469302	0.117	0.7469302
007	Участок утилизации БРМО из бурового шлама	1	Вент.труба	0728	25	0.8	7.96	4.0011418	30	9492123	5066574			0333	Сероводород (518)	0.00032	0.0014393	0.00032	0.0014393	0.00032	0.0014393
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.2516	2.339283	0.2516	2.339283	0.2516	2.339283
														1716	Смесь природных меркаптанов (526)	0.0000092	0.000036	0.0000092	0.000036	0.0000092	0.000036

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0112	0.0874712	0.0112	0.0874712	0.0112	0.0874712
007	Системы перекачки базового масла и БРМО	1	Вент.труба	0729	15	0.5	10.19	2.0008065	30	9492123	5066574			2735	Масло минеральное (716*)	0.0843	0.6591805	0.0843	0.6591805	0.0843	0.6591805
007	Системы топливоподачи	1	Вент.труба	0730	15	0.5	10.19	2.0008065	30	9492123	5066574			0333	Сероводород (518)	0.0001	0.0007305	0.0001	0.0007305	0.0001	0.0007305
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0365	0.2601686	0.0365	0.2601686	0.0365	0.2601686
007	Завершение скважин. Резервуары соляной кислоты, 36.6%	1	Дыхательный клапан	0731	6	0.05	5.1	0.0100196	30	9492123	5066574			0316	Соляная кислота (163)	0.00081	0.2475336	0.00081	0.2475336	0.00081	0.2475336
007	Завершение скважин. Резервуары соляной кислоты, 15%	1	Дыхательный клапан	0732	6	0.05	5.1	0.0100196	30	9492123	5066574			0316	Соляная кислота (163)	0.0000045	0.000435	0.0000045	0.000435	0.0000045	0.000435
007	Гидротест. Мотокомпрессоры средней мощности	1	Выхлопная труба	0733	7.2	0.2	40.93	1.2858569	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	2.0054	153.391104	2.0054	153.391104	2.0054	153.391104
														0304	Азота оксид (6)	0.3259	24.9260544	0.3259	24.9260544	0.3259	24.9260544
														0328	Сажа (583)	0.1306	9.586944	0.1306	9.586944	0.1306	9.586944
														0330	Сера диоксид (516)	0.3133	23.96736	0.3133	23.96736	0.3133	23.96736
														0337	Углерод оксид (584)	1.6189	124.630272	1.6189	124.630272	1.6189	124.630272
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000031	0.0002636	0.0000031	0.0002636	0.0000031	0.0002636
														1325	Формальдегид (609)	0.0313	2.396736	0.0313	2.396736	0.0313	2.396736
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.7572	57.521664	0.7572	57.521664	0.7572	57.521664
007	Гидротест. Мотокомпрессор малой мощности	1	Выхлопная труба	0734	6.7	0.08	19.89	0.1	250	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0824	1.1390803	0.0824	1.1390803	0.0824	1.1390803
														0304	Азота оксид (6)	0.0134	0.1851006	0.0134	0.1851006	0.0134	0.1851006
														0328	Сажа (583)	0.007	0.0993384	0.007	0.0993384	0.007	0.0993384
														0330	Сера диоксид (516)	0.011	0.1490076	0.011	0.1490076	0.011	0.1490076
														0337	Углерод оксид (584)	0.072	0.993384	0.072	0.993384	0.072	0.993384
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000013	0.0000018	0.00000013	0.0000018	0.00000013	0.0000018
														1325	Формальдегид (609)	0.0015	0.0198677	0.0015	0.0198677	0.0015	0.0198677
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.036	0.496692	0.036	0.496692	0.036	0.496692
007	Гидротест. Генератор	1	Выхлопная труба	0735	7.2	0.15	35.6	0.6291054	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.5334	6.3072	0.5334	6.3072	0.5334	6.3072
														0304	Азота оксид (6)	0.0867	1.02492	0.0867	1.02492	0.0867	1.02492
														0328	Сажа (583)	0.0347	0.3942	0.0347	0.3942	0.0347	0.3942
														0330	Сера диоксид (516)	0.0833	0.9855	0.0833	0.9855	0.0833	0.9855
														0337	Углерод оксид (584)	0.4306	5.1246	0.4306	5.1246	0.4306	5.1246
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000083	0.0000108	0.00000083	0.0000108	0.00000083	0.0000108
														1325	Формальдегид (609)	0.0083	0.09855	0.0083	0.09855	0.0083	0.09855
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.2014	2.3652	0.2014	2.3652	0.2014	2.3652
007	Гидротест. Генератор	1	Выхлопная труба	0736	6.2	0.05	24.66	0.0484199	200	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.0458	0.14448	0.0458	0.14448	0.0458	0.14448
														0304	Азота оксид (6)	0.0074	0.023478	0.0074	0.023478	0.0074	0.023478
														0328	Сажа (583)	0.0039	0.0126	0.0039	0.0126	0.0039	0.0126
														0330	Сера диоксид (516)	0.0061	0.0189	0.0061	0.0189	0.0061	0.0189
														0337	Углерод оксид (584)	0.04	0.126	0.04	0.126	0.04	0.126
														0703	Бенз/а/пирен (54)	7.20E-08	0.00000023	7.20E-08	0.00000023	7.20E-08	0.00000023
														1325	Формальдегид (609)	0.00083	0.00252	0.00083	0.00252	0.00083	0.00252
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.02	0.063	0.02	0.063	0.02	0.063
007	Гидротест. Мотопомпа (преобразователь жидкого азота)	1	Выхлопная труба	0737	6.2	0.25	36.78	1.8054383	300	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	1.408	22.8096	1.408	22.8096	1.408	22.8096
														0304	Азота оксид (6)	0.2288	3.70656	0.2288	3.70656	0.2288	3.70656
														0328	Сажа (583)	0.0917	1.4256	0.0917	1.4256	0.0917	1.4256
														0330	Сера диоксид (516)	0.22	3.564	0.22	3.564	0.22	3.564
														0337	Углерод оксид (584)	1.1367	18.5328	1.1367	18.5328	1.1367	18.5328
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000022	0.0000392	0.0000022	0.0000392	0.0000022	0.0000392
														1325	Формальдегид (609)	0.022	0.3564	0.022	0.3564	0.022	0.3564
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.5317	8.5536	0.5317	8.5536	0.5317	8.5536
007	Гидротест. Мотопомпа	1		0738	6.7	0.05	31.95	0.0627338	200	9492123	5066574			0301	Азота диоксид (4)	0.1382	0.7479936	0.1382	0.7479936	0.1382	0.7479936

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
			Выхлопная труба											0304	Азота оксид (6)	0.0225	0.121549	0.0225	0.121549	0.0225	0.121549
														0328	Сажа (583)	0.0117	0.065232	0.0117	0.065232	0.0117	0.065232
														0330	Сера диоксид (516)	0.0185	0.097848	0.0185	0.097848	0.0185	0.097848
														0337	Углерод оксид (584)	0.1208	0.65232	0.1208	0.65232	0.1208	0.65232
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000022	0.0000012	0.00000022	0.0000012	0.00000022	0.0000012
														1325	Формальдегид (609)	0.0025	0.0130464	0.0025	0.0130464	0.0025	0.0130464
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0604	0.32616	0.0604	0.32616	0.0604	0.32616
007	Ремонтная мастерская	1	Вент.труба	0739	7.5	0.15	5.66	0.1	30	9492123	5066574			2868	Эмульсол (1435*)	0.0000051	0.0000053	0.0000051	0.0000053	0.0000051	0.0000053
														2902	Взвешенные частицы (116)	0.054	0.049176	0.054	0.049176	0.054	0.049176
														2908	Пыль неорг., SiO2: 70-20% (494)	0.0088	0.031896	0.0088	0.031896	0.0088	0.031896
007	Резервуары сточных вод	1	Дыхательный клапан	0740	18	0.15	1.41	0.025	30	9492123	5066574			2735	Масло минеральное (716*)	0.0075	0.0021645	0.0075	0.0021645	0.0075	0.0021645
007	Участок временного хранения БШМО в скипах	1	Неорганиз. источник	6701	6.2				30	9492123	5066574	11	15	0333	Сероводород (518)	0.000025	0.0000546	0.000025	0.0000546	0.000025	0.0000546
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0194	0.0887399	0.0194	0.0887399	0.0194	0.0887399
														1716	Смесь природных меркаптанов (526)	0.00000071	0.0000014	0.00000071	0.0000014	0.00000071	0.0000014
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.00086	0.0033182	0.00086	0.0033182	0.00086	0.0033182
007	Участок временного хранения нефтезагрязненной воды в скипах	1	Неорганиз. источник	6702	6.2				30	9492123	5066574	11	9	0333	Сероводород (518)	3.10E-09	4.50E-09	3.10E-09	4.50E-09	3.10E-09	4.50E-09
														1716	Смесь природных меркаптанов (526)	5.90E-11	8.60E-11	5.90E-11	8.60E-11	5.90E-11	8.60E-11
														2704	Бензин (60)	0.0015	0.002198	0.0015	0.002198	0.0015	0.002198
														2735	Масло минеральное (716*)	0.0013	0.001902	0.0013	0.001902	0.0013	0.001902
007	Сварочный пост	1	Неорганиз. источник	6703	6.2				30	9492123	5066574	2	2	0123	Железа оксид (274)	0.0433	0.101414	0.0433	0.101414	0.0433	0.101414
														0143	Марганец и его соединения (327)	0.00077	0.001486	0.00077	0.001486	0.00077	0.001486
														0301	Азота диоксид (4)	0.0222	0.05426	0.0222	0.05426	0.0222	0.05426
														0326	Озон (435)	0.0000083	0.00003	0.0000083	0.00003	0.0000083	0.00003
														0337	Углерод оксид (584)	0.0176	0.03804	0.0176	0.03804	0.0176	0.03804
														0342	Фтористый водород (617)	0.000056	0.00008	0.000056	0.00008	0.000056	0.00008
007	Пункт заправки спецтехники топливом	1	Неорганиз. источник	6705	6.2				30	9492123	5066574	2	2	0333	Сероводород (518)	0.0000022	0.0001604	0.0000022	0.0001604	0.0000022	0.0001604
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.00078	0.0571308	0.00078	0.0571308	0.00078	0.0571308
007	Участок покраски	1	Неорганиз. источник	6706	6.2				30	9492123	5066574	2	2	0616	Ксилол (322)	0.0833	0.444	0.0833	0.444	0.0833	0.444
														2752	Уайт-спирит (1294*)	0.1944	0.564	0.1944	0.564	0.1944	0.564
Технологические установки БТК																					
008	Факельная установка ВД	1	Факел	0001	145.9	10.87	26.88	2494.97984	1749.7	9526919	5012932			0301	Азота диоксид (4)	58.6666666	55.5547768	58.6666666	55.5547768	58.6666666	55.5547768
														0304	Азота оксид (6)	9.5333333	9.0276513	9.5333333	9.0276513	9.5333333	9.0276513
														0330	Сера диоксид (516)	2.9740153	1.6351677	2.9740153	1.6351677	2.9740153	1.6351677
														0333	Сероводород (518)	0.0008694	0.0004781	0.0008694	0.0004781	0.0008694	0.0004781
														0337	Углерод оксид (584)	488.8888889	462.956472	488.8888889	462.956472	488.8888889	462.956472
														0410	Метан (727*)	12.2222222	11.5739119	12.2222222	11.5739119	12.2222222	11.5739119
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.0030326	0.0016674	0.0030326	0.0016674	0.0030326	0.0016674
008	Факельная установка НД	1	Факел	0002	120.6	7.234	23.11	949.7934616	1749.7	9526919	5012932			0301	Азота диоксид (4)	22.3333334		22.3333334		22.3333334	
														0304	Азота оксид (6)	3.6291667		3.6291667		3.6291667	
														0330	Сера диоксид (516)	1.1321536		1.1321536		1.1321536	
														0333	Сероводород (518)	0.000331		0.000331		0.000331	
														0337	Углерод оксид (584)	186.1111111		186.1111111		186.1111111	
														0410	Метан (727*)	4.6527778		4.6527778		4.6527778	
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.0011544		0.0011544		0.0011544	
008	Факельная установка АНД	1	Факел	0003	44.6	0.789	417.51	204.1347141	1749.7	9526919	5012932			0301	Азота диоксид (4)	4.8		4.8		4.8	
														0304	Азота оксид (6)	0.78		0.78		0.78	

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														0328	Сажа (583)	4	46.2956472	4	46.2956472	4	46.2956472
														0330	Сера диоксид (516)	0.2433285		0.2433285		0.2433285	
														0333	Сероводород (518)	0.0000711		0.0000711		0.0000711	
														0337	Углерод оксид (584)	40		40		40	
														0410	Метан (727*)	1		1		1	
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.0002481		0.0002481		0.0002481	
008	Уст-120. Резервуары химреагентов	1	Дыхательный клапан	0004	14	0.1	1.15	0.0090321	30	9526919	5012932			0616	Ксилол (322)	0.0297	0.0309632	0.0297	0.0309632	0.0297	0.0309632
														0621	Толуол (558)	0.6709	0.7173164	0.6709	0.7173164	0.6709	0.7173164
														1001	4-Аминофенол (п-Аминофенол) (64*)	0.0000006	7.10E-08	0.0000006	7.10E-08	0.0000006	7.10E-08
														1051	Изопропиловый спирт (469)	0.0379	0.0050772	0.0379	0.0050772	0.0379	0.0050772
														1052	Метанол (338)	2.517	0.3618148	2.517	0.3618148	2.517	0.3618148
														1129	Триэтиленгликоль (1290*)	0.00016	0.0000315	0.00016	0.0000315	0.00016	0.0000315
														1408	Метилизобутилкетон (379)	0.8861	0.0903787	0.8861	0.0903787	0.8861	0.0903787
														1860	Триалкиламины (1223*)	0.162	0.0261718	0.162	0.0261718	0.162	0.0261718
														2750	Сольвент нафта (1149*)	0.8582	0.9834186	0.8582	0.9834186	0.8582	0.9834186
														2853	Глицерин (1010*)	0.0994	0.0011477	0.0994	0.0011477	0.0994	0.0011477
008	Уст-360. Система компримирования ГМИ (л. 200)	1	Вент.труба	0005	19	3.87	3.12	36.709	30	9526919	5012932			0333	Сероводород (518)	0.00016	0.0048525	0.00016	0.0048525	0.00016	0.0048525
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.674	20.2807443	0.674	20.2807443	0.674	20.2807443
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0374	1.1778143	0.0374	1.1778143	0.0374	1.1778143
														0602	Бензол (64)	0.00059	0.0187469	0.00059	0.0187469	0.00059	0.0187469
														0616	Ксилол (322)	0.00062	0.0194383	0.00062	0.0194383	0.00062	0.0194383
														0620	Этилбензол (121)	0.00064	0.0201238	0.00064	0.0201238	0.00064	0.0201238
														0621	Толуол (558)	0.00083	0.0262968	0.00083	0.0262968	0.00083	0.0262968
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.000053	0.001162	0.000053	0.001162	0.000053	0.001162
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.051	1.6095273	0.051	1.6095273	0.051	1.6095273
008	Уст-360. Система компримирования ГМИ (л. 100)	1	Вент.труба	0006	19	3.87	3.12	36.709	30	9526919	5012932			0333	Сероводород (518)	0.00016	0.0048525	0.00016	0.0048525	0.00016	0.0048525
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.674	20.2807443	0.674	20.2807443	0.674	20.2807443
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0374	1.1778143	0.0374	1.1778143	0.0374	1.1778143
														0602	Бензол (64)	0.00059	0.0187469	0.00059	0.0187469	0.00059	0.0187469
														0616	Ксилол (322)	0.00062	0.0194383	0.00062	0.0194383	0.00062	0.0194383
														0620	Этилбензол (121)	0.00064	0.0201238	0.00064	0.0201238	0.00064	0.0201238
														0621	Толуол (558)	0.00083	0.0262968	0.00083	0.0262968	0.00083	0.0262968
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.000053	0.001162	0.000053	0.001162	0.000053	0.001162
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.051	1.6095273	0.051	1.6095273	0.051	1.6095273
008	Уст-360. ГТУ. Резервуар смаз. масла	1	Дыхательный клапан	0007	20	0.076	0.26	0.0011944	30	9526919	5012932			2735	Масло минеральное (716*)	0.00042	0.0000792	0.00042	0.0000792	0.00042	0.0000792
008	Утс-360. ГТУ. Резервуар смаз. масла	1	Дыхательный клапан	0008	20	0.076	0.26	0.0011944	30	9526919	5012932			2735	Масло минеральное (716*)	0.00042	0.0000792	0.00042	0.0000792	0.00042	0.0000792
008	Уст-365. ГТУ. Резервуар смаз. масла	1	Дыхательный клапан	0009	20	0.076	0.37	0.0016667	30	9526919	5012932			2735	Масло минеральное (716*)	0.00059	0.0000842	0.00059	0.0000842	0.00059	0.0000842
008	Уст-365. ГТУ. Резервуар смаз. масла	1	Дыхательный клапан	0010	20	0.076	0.37	0.0016667	30	9526919	5012932			2735	Масло минеральное (716*)	0.00059	0.0000842	0.00059	0.0000842	0.00059	0.0000842
008	Резервуар смаз. Масла для компрессора отходящих газов	1	Дыхательный клапан	0011	20	0.076	0.37	0.0016667	30	9526919	5012932			2735	Масло минеральное (716*)	0.00059	0.0000842	0.00059	0.0000842	0.00059	0.0000842
008		1		0012	10	0.85	9.71	5.5121139	170	9526919	5012932			0301	Азота диоксид (4)	0.3232586	10.1861362	0.3232586	10.1861362	0.3232586	10.1861362

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
	Подогреватель теплоносителя		Дымовая труба											0304	Азота оксид (6)	0.0525295	1.6552471	0.0525295	1.6552471	0.0525295	1.6552471
														0330	Сера диоксид (516)	0.0232694	0.7338229	0.0232694	0.7338229	0.0232694	0.7338229
														0337	Углерод оксид (584)	0.1478317	4.658294	0.1478317	4.658294	0.1478317	4.658294
														0410	Метан (727*)	0.0460372	1.4506683	0.0460372	1.4506683	0.0460372	1.4506683
008	Резервуар некондиционной нефти	1	Дыхательный клапан	0013	12	0.2	1.33	0.0416667	30	9526919	5012932			0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	8.73245	349.68808	8.73245	349.68808	8.73245	349.68808
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	3.23701	129.62492	3.23701	129.62492	3.23701	129.62492
														0602	Бензол (64)	0.04218	1.68908	0.04218	1.68908	0.04218	1.68908
														0616	Ксилол (322)	0.01326	0.53085	0.01326	0.53085	0.01326	0.53085
														0621	Толуол (558)	0.02651	1.06171	0.02651	1.06171	0.02651	1.06171
008	Резервуар некондиционной нефти	1	Дыхательный клапан	0014	12	0.2	1.33	0.0416667	30	9526919	5012932			0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	8.73245	349.68808	8.73245	349.68808	8.73245	349.68808
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	3.23701	129.62492	3.23701	129.62492	3.23701	129.62492
														0602	Бензол (64)	0.04218	1.68908	0.04218	1.68908	0.04218	1.68908
														0616	Ксилол (322)	0.01326	0.53085	0.01326	0.53085	0.01326	0.53085
														0621	Толуол (558)	0.02651	1.06171	0.02651	1.06171	0.02651	1.06171
008	Уст-550. Система закрытого дренажа	1	Неорганиз. источник	6001	2				30	9526919	5012932	5	5	0333	Сероводород (518)	0.00021	0.0067967	0.00021	0.0067967	0.00021	0.0067967
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.0288	0.9072377	0.0288	0.9072377	0.0288	0.9072377
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0121	0.3789493	0.0121	0.3789493	0.0121	0.3789493
														0602	Бензол (64)	0.00009	0.0028443	0.00009	0.0028443	0.00009	0.0028443
														0616	Ксилол (322)	0.00045	0.0141535	0.00045	0.0141535	0.00045	0.0141535
														0620	Этилбензол (121)	0.00043	0.0135645	0.00043	0.0135645	0.00043	0.0135645
														0621	Толуол (558)	0.00031	0.0098591	0.00031	0.0098591	0.00031	0.0098591
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000023	0.0000717	0.0000023	0.0000717	0.0000023	0.0000717
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0768	2.4205993	0.0768	2.4205993	0.0768	2.4205993
008	Уст-190. Системы камер пуска/приема скребка	1	Неорганиз. источник	6002	9				30	9526919	5012932	5	15	0333	Сероводород (518)	0.00027	0.0084	0.00027	0.0084	0.00027	0.0084
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.1826	5.7565	0.1826	5.7565	0.1826	5.7565
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0151	0.4742	0.0151	0.4742	0.0151	0.4742
														0602	Бензол (64)	0.00018	0.0055	0.00018	0.0055	0.00018	0.0055
														0616	Ксилол (322)	0.0004	0.0127	0.0004	0.0127	0.0004	0.0127
														0620	Этилбензол (121)	0.00039	0.0124	0.00039	0.0124	0.00039	0.0124
														0621	Толуол (558)	0.00035	0.011	0.00035	0.011	0.00035	0.011
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000094	0.0003	0.0000094	0.0003	0.0000094	0.0003
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.1103	3.4828	0.1103	3.4828	0.1103	3.4828
008	Уст-380. Система регенерации гликоля	1	Неорганиз. источник	6003	9				30	9526919	5012932	20	5	0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.00000035	0.0000013	0.00000035	0.0000013	0.00000035	0.0000013
														1129	Триэтиленгликоль (1290*)	0.0389	0.1402	0.0389	0.1402	0.0389	0.1402
008	Уст-200. Система сепарации нефти	1	Неорганиз. источник	6004	20				30	9526919	5012932	96	16	0333	Сероводород (518)	0.00073	0.023	0.00073	0.023	0.00073	0.023
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.6088	19.1999	0.6088	19.1999	0.6088	19.1999
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0516	1.629	0.0516	1.629	0.0516	1.629
														0602	Бензол (64)	0.00059	0.0185	0.00059	0.0185	0.00059	0.0185
														0616	Ксилол (322)	0.0014	0.045	0.0014	0.045	0.0014	0.045
														0620	Этилбензол (121)	0.0014	0.0438	0.0014	0.0438	0.0014	0.0438
														0621	Толуол (558)	0.0012	0.038	0.0012	0.038	0.0012	0.038
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.000034	0.0011	0.000034	0.0011	0.000034	0.0011
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.316	9.9699	0.316	9.9699	0.316	9.9699

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
008	Уст-365. Система компрессоров ЗСГ (л. 100)	1	Неорганиз. источник	6005	20				30	9526919	5012932	69	16	0333	Сероводород (518)	0.000014	0.0004262	0.000014	0.0004262	0.000014	0.0004262
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.5963	18.8041344	0.5963	18.8041344	0.5963	18.8041344
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0124	0.3918388	0.0124	0.3918388	0.0124	0.3918388
														0602	Бензол (64)	0.00025	0.0079265	0.00025	0.0079265	0.00025	0.0079265
														0616	Ксилол (322)	0.00006	0.0018711	0.00006	0.0018711	0.00006	0.0018711
														0620	Этилбензол (121)	0.000072	0.0022531	0.000072	0.0022531	0.000072	0.0022531
														0621	Толуол (558)	0.0002	0.0061904	0.0002	0.0061904	0.0002	0.0061904
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.000047	0.0014866	0.000047	0.0014866	0.000047	0.0014866
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.00013	0.0041632	0.00013	0.0041632	0.00013	0.0041632
008	Уст- 210. Подготовка нефти и воды.	1	Неорганиз. источник	6006	20				30	9526919	5012932	5	15	0333	Сероводород (518)	0.0001005	0.0031696	0.0001005	0.0031696	0.0001005	0.0031696
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.2745062	8.656828	0.2745062	8.656828	0.2745062	8.656828
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.030401	0.958726	0.030401	0.958726	0.030401	0.958726
														0602	Бензол (64)	0.0002902	0.0091509	0.0002902	0.0091509	0.0002902	0.0091509
														0616	Ксилол (322)	0.0009733	0.0306927	0.0009733	0.0306927	0.0009733	0.0306927
														0620	Этилбензол (121)	0.000936	0.0295172	0.000936	0.0295172	0.000936	0.0295172
														0621	Толуол (558)	0.0007257	0.0228847	0.0007257	0.0228847	0.0007257	0.0228847
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000199	0.0006279	0.0000199	0.0006279	0.0000199	0.0006279
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0753578	2.3764842	0.0753578	2.3764842	0.0753578	2.3764842
008	Уст-120. Система распределения химреагентов	1	Неорганиз. источник	6007	2				30	9526919	5012932	5	5	0616	Ксилол (322)	0.0018	0.0579255	0.0018	0.0579255	0.0018	0.0579255
														0621	Толуол (558)	0.0129	0.4054785	0.0129	0.4054785	0.0129	0.4054785
														1001	4-Аминофенол (п-Аминофенол) (64*)	0.0105	0.3303396	0.0105	0.3303396	0.0105	0.3303396
														1051	Изопропиловый спирт (469)	0.0017	0.0550566	0.0017	0.0550566	0.0017	0.0550566
														1052	Метанол (338)	0.021	0.6606792	0.021	0.6606792	0.021	0.6606792
														1408	Метилизобутилкетон (379)	0.0215	0.6774108	0.0215	0.6774108	0.0215	0.6774108
														1860	Триалкиламины (1223*)	0.0017	0.0550566	0.0017	0.0550566	0.0017	0.0550566
														2750	Сольвент нафта (1149*)	0.0221	0.695106	0.0221	0.695106	0.0221	0.695106
														2853	Глицерин (1010*)	0.0027	0.0861984	0.0027	0.0861984	0.0027	0.0861984
008	Уст-220. Рециркуляционный насос некондиционной нефти	1	Неорганиз. источник	6008	2				30	9526919	5012932	5	5	0333	Сероводород (518)	0.0002	0.0063466	0.0002	0.0063466	0.0002	0.0063466
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.0102	0.3216266	0.0102	0.3216266	0.0102	0.3216266
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0116	0.3671883	0.0116	0.3671883	0.0116	0.3671883
														0602	Бензол (64)	0.000087	0.002756	0.000087	0.002756	0.000087	0.002756
														0616	Ксилол (322)	0.00043	0.0137142	0.00043	0.0137142	0.00043	0.0137142
														0620	Этилбензол (121)	0.00042	0.0131435	0.00042	0.0131435	0.00042	0.0131435
														0621	Толуол (558)	0.0003	0.0095531	0.0003	0.0095531	0.0003	0.0095531
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0717	2.2603034	0.0717	2.2603034	0.0717	2.2603034
008	Уст-220. Насосы экспортной отгрузки нефти	1	Неорганиз. источник	6009	2				30	9526919	5012932	5	5	0333	Сероводород (518)	0.00017	0.0053741	0.00017	0.0053741	0.00017	0.0053741
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.0094	0.2974896	0.0094	0.2974896	0.0094	0.2974896
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0108	0.3396321	0.0108	0.3396321	0.0108	0.3396321
														0602	Бензол (64)	0.000081	0.0025492	0.000081	0.0025492	0.000081	0.0025492
														0616	Ксилол (322)	0.0004	0.012685	0.0004	0.012685	0.0004	0.012685
														0620	Этилбензол (121)	0.00039	0.0121571	0.00039	0.0121571	0.00039	0.0121571
														0621	Толуол (558)	0.00028	0.0088362	0.00028	0.0088362	0.00028	0.0088362

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														2735	Масло минеральное (716*)	0.000011	0.0040235	0.000011	0.0040235	0.000011	0.0040235
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0607	1.9139419	0.0607	1.9139419	0.0607	1.9139419
008	Уст-230. Факельная система	1	Неорганиз. источник	6010	20				30	9526919	5012932	4	60	0333	Сероводород (518)	0.00053	0.016837	0.00053	0.016837	0.00053	0.016837
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.2153	6.792196	0.2153	6.792196	0.2153	6.792196
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.04	1.260143	0.04	1.260143	0.04	1.260143
														0602	Бензол (64)	0.00042	0.0131459	0.00042	0.0131459	0.00042	0.0131459
														0616	Ксилол (322)	0.0012	0.0380254	0.0012	0.0380254	0.0012	0.0380254
														0620	Этилбензол (121)	0.0012	0.0370702	0.0012	0.0370702	0.0012	0.0370702
														0621	Толуол (558)	0.001	0.0316084	0.001	0.0316084	0.001	0.0316084
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.000016	0.0005168	0.000016	0.0005168	0.000016	0.0005168
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.1885	5.9436224	0.1885	5.9436224	0.1885	5.9436224
008	Уст-310. Система дегидратации газа (л. 100)	1	Неорганиз. источник	6011	20				30	9526919	5012932	4	60	0333	Сероводород (518)	0.0000055	0.0001736	0.0000055	0.0001736	0.0000055	0.0001736
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.243	7.6625505	0.243	7.6625505	0.243	7.6625505
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0122	0.3864654	0.0122	0.3864654	0.0122	0.3864654
														0602	Бензол (64)	0.00023	0.0072237	0.00023	0.0072237	0.00023	0.0072237
														0616	Ксилол (322)	0.00012	0.0038364	0.00012	0.0038364	0.00012	0.0038364
														0620	Этилбензол (121)	0.00014	0.0044122	0.00014	0.0044122	0.00014	0.0044122
														0621	Толуол (558)	0.00028	0.0086753	0.00028	0.0086753	0.00028	0.0086753
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.000019	0.0006057	0.000019	0.0006057	0.000019	0.0006057
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.00018	0.0058379	0.00018	0.0058379	0.00018	0.0058379
008	Уст-380. Система регенерации гликоля (л. 100)	1	Неорганиз. источник	6012	9				30	9526919	5012932	20	5	0333	Сероводород (518)	0.000087	0.0027372	0.000087	0.0027372	0.000087	0.0027372
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.2008	6.3316996	0.2008	6.3316996	0.2008	6.3316996
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0317	1.0007376	0.0317	1.0007376	0.0317	1.0007376
														0602	Бензол (64)	0.00035	0.0110476	0.00035	0.0110476	0.00035	0.0110476
														0616	Ксилол (322)	0.00091	0.0287075	0.00091	0.0287075	0.00091	0.0287075
														0620	Этилбензол (121)	0.00089	0.0281143	0.00089	0.0281143	0.00089	0.0281143
														0621	Толуол (558)	0.00079	0.0249078	0.00079	0.0249078	0.00079	0.0249078
														1023	Диэтиленгликоль (436)	0.0157003	0.4937935	0.0157003	0.4937935	0.0157003	0.4937935
														1040	Ацетопропиловый спирт (157)	0.000008	0.0000586	0.000008	0.0000586	0.000008	0.0000586
														1052	Метанол (338)	0.003994	0.1268849	0.003994	0.1268849	0.003994	0.1268849
														1129	Триэтиленгликоль (1290*)	0.1255	3.958206	0.1255	3.958206	0.1255	3.958206
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.000016	0.0004956	0.000016	0.0004956	0.000016	0.0004956
														2735	Масло минеральное (716*)	0.0043	1.498398	0.0043	1.498398	0.0043	1.498398
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0365	1.1490646	0.0365	1.1490646	0.0365	1.1490646
008	Уст-550. Система закрытого дренажа	1	Неорганиз. источник	6013	10				30	9526919	5012932	5	5	0333	Сероводород (518)	0.00016	0.0051962	0.00016	0.0051962	0.00016	0.0051962
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.0221	0.6971813	0.0221	0.6971813	0.0221	0.6971813
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0092	0.2897164	0.0092	0.2897164	0.0092	0.2897164
														0602	Бензол (64)	0.000068	0.0021745	0.000068	0.0021745	0.000068	0.0021745
														0616	Ксилол (322)	0.00035	0.0108206	0.00035	0.0108206	0.00035	0.0108206
														0620	Этилбензол (121)	0.00032	0.0103703	0.00032	0.0103703	0.00032	0.0103703
														0621	Толуол (558)	0.00024	0.0075375	0.00024	0.0075375	0.00024	0.0075375

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000017	0.0000551	0.0000017	0.0000551	0.0000017	0.0000551
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0587	1.8506098	0.0587	1.8506098	0.0587	1.8506098
008	Уст-360. ГТУ. Линия подачи смаз. масла	1	Неорганиз. источник	6014	2				30	9526919	5012932	5	5	2735	Масло минеральное (716*)	0.0926	2.921022	0.0926	2.921022	0.0926	2.921022
008	Уст-360. ГТУ. Линия подачи смаз. масла	1	Неорганиз. источник	6015	2				30	9526919	5012932	5	5	2735	Масло минеральное (716*)	0.0926	2.921022	0.0926	2.921022	0.0926	2.921022
008	Уст-365. ГТУ. Линия подачи смаз. масла	1	Неорганиз. источник	6016	2				30	9526919	5012932	5	5	2735	Масло минеральное (716*)	0.0926	2.921022	0.0926	2.921022	0.0926	2.921022
008	Уст-365. ГТУ. Линия подачи смаз. масла	1	Неорганиз. источник	6017	2				30	9526919	5012932	5	5	2735	Масло минеральное (716*)	0.0926	2.921022	0.0926	2.921022	0.0926	2.921022
008	Уст-365. Система компрессоров ЗСГ	1	Неорганиз. источник	6018	2				30	9526919	5012932	96	16	0333	Сероводород (518)	0.000014	0.0004262	0.000014	0.0004262	0.000014	0.0004262
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.5963	18.8041344	0.5963	18.8041344	0.5963	18.8041344
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0124	0.3918388	0.0124	0.3918388	0.0124	0.3918388
														0602	Бензол (64)	0.00025	0.0079265	0.00025	0.0079265	0.00025	0.0079265
														0616	Ксилол (322)	0.00006	0.0018711	0.00006	0.0018711	0.00006	0.0018711
														0620	Этилбензол (121)	0.000072	0.0022531	0.000072	0.0022531	0.000072	0.0022531
														0621	Толуол (558)	0.0002	0.0061904	0.0002	0.0061904	0.0002	0.0061904
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.000047	0.0014866	0.000047	0.0014866	0.000047	0.0014866
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.00013	0.0041632	0.00013	0.0041632	0.00013	0.0041632
008	Компрессор отходящих газов	1	Неорганиз. источник	6019	20				30	9526919	5012932	96	16	0333	Сероводород (518)	0.000004	0.0001245	0.000004	0.0001245	0.000004	0.0001245
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.1743	5.494974	0.1743	5.494974	0.1743	5.494974
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0088	0.2771425	0.0088	0.2771425	0.0088	0.2771425
														0602	Бензол (64)	0.00016	0.0051803	0.00016	0.0051803	0.00016	0.0051803
														0616	Ксилол (322)	0.000088	0.0027512	0.000088	0.0027512	0.000088	0.0027512
														0620	Этилбензол (121)	0.0001	0.003164	0.0001	0.003164	0.0001	0.003164
														0621	Толуол (558)	0.0002	0.0062212	0.0002	0.0062212	0.0002	0.0062212
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.000014	0.0004345	0.000014	0.0004345	0.000014	0.0004345
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.00013	0.0041864	0.00013	0.0041864	0.00013	0.0041864
008	Линия подачи смаз. Масла для компрессора отходящих газов	1	Неорганиз. источник	6020	20				30	9526919	5012932	5	5	2735	Масло минеральное (716*)	0.0926	2.921022	0.0926	2.921022	0.0926	2.921022
008	Уст-230. Факельная система.	1	Неорганиз. источник	6021	20				30	9526919	5012932	4	60	0333	Сероводород (518)	0.00002863	0.000903	0.00002863	0.000903	0.00002863	0.000903
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	1.26324526	39.8377024	1.26324526	39.8377024	1.26324526	39.8377024
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0227071	0.7160911	0.0227071	0.7160911	0.0227071	0.7160911
														0602	Бензол (64)	0.00048138	0.0151809	0.00048138	0.0151809	0.00048138	0.0151809
														0616	Ксилол (322)	0.00003452	0.0010887	0.00003452	0.0010887	0.00003452	0.0010887
														0620	Этилбензол (121)	0.00004928	0.0015541	0.00004928	0.0015541	0.00004928	0.0015541
														0621	Толуол (558)	0.00026336	0.0083052	0.00026336	0.0083052	0.00026336	0.0083052
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.00009987	0.0031496	0.00009987	0.0031496	0.00009987	0.0031496
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.00000142	0.0000447	0.00000142	0.0000447	0.00000142	0.0000447
Инженерное обеспечение БТК																					
009	Уст-470. ГТУ	1	Выхлопная труба	0201	30	2	50.49	158.607761	512	9526919	5012932			0301	Азота диоксид (4)	19.6906802	188.1239058	19.6906802	188.1239058	19.6906802	188.1239058
														0304	Азота оксид (6)	3.1997355	30.5701347	3.1997355	30.5701347	3.1997355	30.5701347
														0328	Сажа (583)	0.6900294	6.5925114	0.6900294	6.5925114	0.6900294	6.5925114
														0330	Сера диоксид (516)	18.7407584	37.190589	18.7407584	37.190589	18.7407584	37.190589
														0337	Углерод оксид (584)	60.3775763	611.7073482	60.3775763	611.7073482	60.3775763	611.7073482

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	1.4826761	11.6923443	1.4826761	11.6923443	1.4826761	11.6923443
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	1.3641191	2.4730793	1.3641191	2.4730793	1.3641191	2.4730793
009	Уст-470. ГТУ	1	Выхлопная труба	0202	30	2	50.49	158.607761	512	9526919	5012932			0301	Азота диоксид (4)	19.6906802	188.1239058	19.6906802	188.1239058	19.6906802	188.1239058
														0304	Азота оксид (6)	3.1997355	30.5701347	3.1997355	30.5701347	3.1997355	30.5701347
														0328	Сажа (583)	0.6900294	6.5925114	0.6900294	6.5925114	0.6900294	6.5925114
														0330	Сера диоксид (516)	18.7407584	37.190589	18.7407584	37.190589	18.7407584	37.190589
														0337	Углерод оксид (584)	60.3775763	611.7073482	60.3775763	611.7073482	60.3775763	611.7073482
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	1.4826761	11.6923443	1.4826761	11.6923443	1.4826761	11.6923443
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	1.3641191	2.4730793	1.3641191	2.4730793	1.3641191	2.4730793
009	Уст-470. ГТУ	1	Выхлопная труба	0203	30	2	50.49	158.607761	512	9526919	5012932			0301	Азота диоксид (4)	19.6906802	188.1239058	19.6906802	188.1239058	19.6906802	188.1239058
														0304	Азота оксид (6)	3.1997355	30.5701347	3.1997355	30.5701347	3.1997355	30.5701347
														0328	Сажа (583)	0.6900294	6.5925114	0.6900294	6.5925114	0.6900294	6.5925114
														0330	Сера диоксид (516)	18.7407584	37.190589	18.7407584	37.190589	18.7407584	37.190589
														0337	Углерод оксид (584)	60.3775763	611.7073482	60.3775763	611.7073482	60.3775763	611.7073482
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	1.4826761	11.6923443	1.4826761	11.6923443	1.4826761	11.6923443
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	1.3641191	2.4730793	1.3641191	2.4730793	1.3641191	2.4730793
009	Уст-470. ГТУ	1	Выхлопная труба	0204	30	2	50.49	158.607761	512	9526919	5012932			0301	Азота диоксид (4)	19.6906802		19.6906802		19.6906802	
														0304	Азота оксид (6)	3.1997355		3.1997355		3.1997355	
														0328	Сажа (583)	0.6900294		0.6900294		0.6900294	
														0330	Сера диоксид (516)	18.7407584		18.7407584		18.7407584	
														0337	Углерод оксид (584)	60.3775763		60.3775763		60.3775763	
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	1.4826761		1.4826761		1.4826761	
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	1.3641191		1.3641191		1.3641191	
009	Уст-470. ГТУ. Продувочная свеча	1	Свеча	0205	22	0.28	7.81	0.4809036	30	9526919	5012932			0333	Сероводород (518)		0.000031		0.000031		0.000031
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)		1.376072		1.376072		1.376072
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)		0.024735		0.024735		0.024735
														0602	Бензол (64)		0.000524		0.000524		0.000524
														0616	Ксилол (322)		0.000038		0.000038		0.000038
														0620	Этилбензол (121)		0.000054		0.000054		0.000054
														0621	Толуол (558)		0.000287		0.000287		0.000287
														1728	Этилмеркаптан (668)		0.000109		0.000109		0.000109
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)		0.000002		0.000002		0.000002
009	Уст-470. ГТУ. Продувочная свеча	1	Свеча	0206	22	0.28	7.81	0.4811111	30	9526919	5012932			0333	Сероводород (518)		0.000031		0.000031		0.000031
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)		1.376072		1.376072		1.376072
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)		0.024735		0.024735		0.024735
														0602	Бензол (64)		0.000524		0.000524		0.000524
														0616	Ксилол (322)		0.000038		0.000038		0.000038
														0620	Этилбензол (121)		0.000054		0.000054		0.000054
														0621	Толуол (558)		0.000287		0.000287		0.000287
														1728	Этилмеркаптан (668)		0.000109		0.000109		0.000109
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)		0.000002		0.000002		0.000002
009	Уст-470. ГТУ. Продувочная свеча	1	Свеча	0207	22	0.28	7.81	0.4811111	30	9526919	5012932			0333	Сероводород (518)		0.000031		0.000031		0.000031
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)		1.376072		1.376072		1.376072

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)		0.024735		0.024735		0.024735
														0602	Бензол (64)		0.000524		0.000524		0.000524
														0616	Ксилол (322)		0.000038		0.000038		0.000038
														0620	Этилбензол (121)		0.000054		0.000054		0.000054
														0621	Толуол (558)		0.000287		0.000287		0.000287
														1728	Этилмеркаптан (668)		0.000109		0.000109		0.000109
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)		0.000002		0.000002		0.000002
009	Уст-470. ГТУ. Продувочная свеча	1	Свеча	0208	22	0.28	7.81	0.4811111	30	9526919	5012932			0333	Сероводород (518)		0.000031		0.000031		0.000031
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)		1.376072		1.376072		1.376072
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)		0.024735		0.024735		0.024735
														0602	Бензол (64)		0.000524		0.000524		0.000524
														0616	Ксилол (322)		0.000038		0.000038		0.000038
														0620	Этилбензол (121)		0.000054		0.000054		0.000054
														0621	Толуол (558)		0.000287		0.000287		0.000287
														1728	Этилмеркаптан (668)		0.000109		0.000109		0.000109
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)		0.000002		0.000002		0.000002
009	Уст-470. ГТУ. Рез-ы смаз. и мин. масла	1	Дыхательный клапан	0209	23	0.15	0.13	0.0022222	30	9526919	5012932			2735	Масло минеральное (716*)	0.00078	0.000293	0.00078	0.000293	0.00078	0.000293
009	Уст-480. Резервная дизельная станция (3 ген.)	1	Выхлопная труба	0210	20	0.5	38.42	7.5445	300	9526919	5012932			0301	Азота диоксид (4)	39.024	294.94199	39.024	294.94199	39.024	294.94199
														0304	Азота оксид (6)	6.3414	47.92807	6.3414	47.92807	6.3414	47.92807
														0328	Сажа (583)	2.71	20.48208	2.71	20.48208	2.71	20.48208
														0330	Сера диоксид (516)	5.42	40.96417	5.42	40.96417	5.42	40.96417
														0337	Углерод оксид (584)	32.52	245.785	32.52	245.785	32.52	245.785
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00006	0.00045	0.00006	0.00045	0.00006	0.00045
														1325	Формальдегид (609)	0.6775	4.9157	0.6775	4.9157	0.6775	4.9157
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	16.26	122.8925	16.26	122.8925	16.26	122.8925
009	Уст-480. Расходные резервуары ГСМ (3 ед.)	1	Дыхательный клапан	0211	20	0.05	1.56	0.0030556	30	9526919	5012932			0333	Сероводород (518)	0.000034	0.0000276	0.000034	0.0000276	0.000034	0.0000276
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0119	0.0098451	0.0119	0.0098451	0.0119	0.0098451
009	Уст-480. Резервные генераторы (4 ед.)	1	Выхлопная труба	0212	10	0.5	38.42	7.5445	300	9526919	5012932			0301	Азота диоксид (4)	17.1408	140.996376	17.1408	140.996376	17.1408	140.996376
														0304	Азота оксид (6)	2.7854	22.9119111	2.7854	22.9119111	2.7854	22.9119111
														0328	Сажа (583)	1.1903	9.791415	1.1903	9.791415	1.1903	9.791415
														0330	Сера диоксид (516)	2.3807	19.58283	2.3807	19.58283	2.3807	19.58283
														0337	Углерод оксид (584)	14.284	117.49698	14.284	117.49698	14.284	117.49698
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000262	0.0002154	0.0000262	0.0002154	0.0000262	0.0002154
														1325	Формальдегид (609)	0.2976	2.3499396	0.2976	2.3499396	0.2976	2.3499396
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	7.142	58.74849	7.142	58.74849	7.142	58.74849
009	Уст-480. Расходные резервуары ГСМ (2 ед.)	1	Дыхательный клапан	0213	10	0.05	1.41	0.0027778	30	9526919	5012932			0333	Сероводород (518)	0.00003	0.0000159	0.00003	0.0000159	0.00003	0.0000159
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0109	0.0056774	0.0109	0.0056774	0.0109	0.0056774
009	Уст-480. Расходные резервуары ГСМ (2 ед.)	1	Дыхательный клапан	0214	10	0.05	1.41	0.0027778	30	9526919	5012932			0333	Сероводород (518)	0.00003	0.0000079	0.00003	0.0000079	0.00003	0.0000079
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0109	0.0028258	0.0109	0.0028258	0.0109	0.0028258
009	Уст.-730. Дизельный генератор насоса пожарной воды (2 ед.)	1	Выхлопная труба	0215	20	0.4	35.07	4.40717	450	9526919	5012932			0301	Азота диоксид (4)	3.3984	1.340928	3.3984	1.340928	3.3984	1.340928
														0304	Азота оксид (6)	0.5522	0.2179008	0.5522	0.2179008	0.5522	0.2179008
														0328	Сажа (583)	0.236	0.09312	0.236	0.09312	0.236	0.09312
														0330	Сера диоксид (516)	0.472	0.18624	0.472	0.18624	0.472	0.18624
														0337	Углерод оксид (584)	2.832	1.11744	2.832	1.11744	2.832	1.11744
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000051	0.000002	0.0000051	0.000002	0.0000051	0.000002
														1325	Формальдегид (609)	0.059	0.0223488	0.059	0.0223488	0.059	0.0223488

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	1.416	0.55872	1.416	0.55872	1.416	0.55872
009	Уст-730. Расходные резервуары ГСМ	1	Дыхательный клапан	0216	19	0.076	0.67	0.0030556	30	9526919	5012932			0333	Сероводород (518)	0.00003	0.0000045	0.00003	0.0000045	0.00003	0.0000045
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0107	0.0016077	0.0107	0.0016077	0.0107	0.0016077
009	Уст-430. Резервуар хранения дизтоплива	1	Дыхательный клапан	0217	20	0.2	0.44	0.0138889	30	9526919	5012932			0333	Сероводород (518)	0.00014	0.0000195	0.00014	0.0000195	0.00014	0.0000195
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0489	0.0069622	0.0489	0.0069622	0.0489	0.0069622
009	Мастерская	1	Вент.труба	0218	12	0.223	9.96	0.38889	30	9526919	5012932			2732	Керосин (654*)	0.0056	0.0885701	0.0056	0.0885701	0.0056	0.0885701
														2868	Эмульсол (1435*)	0.0000077	0.0001214	0.0000077	0.0001214	0.0000077	0.0001214
009	Расширительный бак хладагента	1	Дыхательный клапан	0219	23	0.15	0.17	0.0030806	30	9526919	5012932			1078	Этиленгликоль (1444*)	0.0012	0.000079	0.0012	0.000079	0.0012	0.000079
009	Помещение лаборатории исследования воды	1	Вент.труба	0220	8.5	0.206	15.75	0.525	30	9526919	5012932			0126	Калий хлорид (301)	0.07506	0.4863888	0.07506	0.4863888	0.07506	0.4863888
														0150	Натрий гидроксид (876*)	0.0002358	0.001782	0.0002358	0.001782	0.0002358	0.001782
														0302	Азотная кислота (5)	0.009	0.0486	0.009	0.0486	0.009	0.0486
														0303	Аммиак (32)	0.0008856	0.0095652	0.0008856	0.0095652	0.0008856	0.0095652
														0316	Соляная кислота (163)	0.002376	0.0205398	0.002376	0.0205398	0.002376	0.0205398
														0322	Серная кислота (517)	0.0004806	0.003114	0.0004806	0.003114	0.0004806	0.003114
009	Помещение лаборатории газовой хроматографии и исследования нефти	1	Вент.труба	0221	8.5	0.206	15.75	0.525	30	9526919	5012932			0155	диНатрий карбонат (408)	0.000112	0.000232	0.000112	0.000232	0.000112	0.000232
														0302	Азотная кислота (5)	0.01	0.063	0.01	0.063	0.01	0.063
														0316	Соляная кислота (163)	0.00264	0.005464	0.00264	0.005464	0.00264	0.005464
														0616	Ксилол (322)	0.001194	0.014206	0.001194	0.014206	0.001194	0.014206
														0621	Толуол (558)	0.001622	0.011364	0.001622	0.011364	0.001622	0.011364
														1401	Ацетон (470)	0.01274	0.158964	0.01274	0.158964	0.01274	0.158964
009	Помещение лаборатории специализированного анализа веществ	1	Вент.труба	0222	8.5	0.206	15.75	0.525	30	9526919	5012932			0126	Калий хлорид (301)	0.03336	0.0288232	0.03336	0.0288232	0.03336	0.0288232
														0150	Натрий гидроксид (876*)	0.0000048	0.00000392	0.0000048	0.00000392	0.0000048	0.00000392
														0152	Натрий хлорид (415)	0.0344	0.0297216	0.0344	0.0297216	0.0344	0.0297216
														0302	Азотная кислота (5)	0.0000664	0.0002928	0.0000664	0.0002928	0.0000664	0.0002928
														0316	Соляная кислота (163)	0.0002	0.0008824	0.0002	0.0008824	0.0002	0.0008824
														0616	Ксилол (322)	0.0004776	0.0002496	0.0004776	0.0002496	0.0004776	0.0002496
														0621	Толуол (558)	0.0006488	0.0003264	0.0006488	0.0003264	0.0006488	0.0003264
														1061	Этиловый спирт (667)	0.01336	0.00731059	0.01336	0.00731059	0.01336	0.00731059
														1401	Ацетон (470)	0.005096	0.0148968	0.005096	0.0148968	0.005096	0.0148968
														2735	Масло минеральное (716*)	0.1	0.02772	0.1	0.02772	0.1	0.02772
009	Уст-470. ГТУ. Линия подачи смаз. масла	1	Неорганиз. источник	6201	2				30	9526919	5012932	5	50	2735	Масло минеральное (716*)	0.2194	6.919086	0.2194	6.919086	0.2194	6.919086
009	Уст-420. Система распределения топливного газа	1	Неорганиз. источник	6202	2				30	9526919	5012932	5	5	0333	Сероводород (518)	0.00001	0.000324	0.00001	0.000324	0.00001	0.000324
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.452924	14.28341	0.452924	14.28341	0.452924	14.28341
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.008141	0.256747	0.008141	0.256747	0.008141	0.256747
														0602	Бензол (64)	0.000173	0.005443	0.000173	0.005443	0.000173	0.005443
														0616	Ксилол (322)	0.000012	0.00039	0.000012	0.00039	0.000012	0.00039
														0620	Этилбензол (121)	0.000018	0.000557	0.000018	0.000557	0.000018	0.000557
														0621	Толуол (558)	0.000094	0.002978	0.000094	0.002978	0.000094	0.002978
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.000036	0.001129	0.000036	0.001129	0.000036	0.001129
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.000001	0.000016	0.000001	0.000016	0.000001	0.000016
009	Уст-480. Линия подачи ГСМ	1	Неорганиз. источник	6203	2				30	9526919	5012932	5	5	0333	Сероводород (518)	0.00015	0.0046162	0.00015	0.0046162	0.00015	0.0046162
														2735	Масло минеральное (716*)	0.0475	1.498398	0.0475	1.498398	0.0475	1.498398

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0521	1.6440158	0.0521	1.6440158	0.0521	1.6440158
009	Уст-480. Линия подачи ГСМ	1	Неорганиз. источник	6204	2				30	9526919	5012932	5	5	0333	Сероводород (518)	0.00029	0.0092323	0.00029	0.0092323	0.00029	0.0092323
														2735	Масло минеральное (716*)	0.0731	2.30607	0.0731	2.30607	0.0731	2.30607
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.1043	3.2880317	0.1043	3.2880317	0.1043	3.2880317
009	Уст-420. Система распределения топливного газа	1	Неорганиз. источник	6205	2				30	9526919	5012932	5	5	0333	Сероводород (518)	0.0000073	0.0002314	0.0000073	0.0002314	0.0000073	0.0002314
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.3236436	10.2072836	0.3236436	10.2072836	0.3236436	10.2072836
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0058176	0.1834781	0.0058176	0.1834781	0.0058176	0.1834781
														0602	Бензол (64)	0.0001233	0.0038897	0.0001233	0.0038897	0.0001233	0.0038897
														0616	Ксилол (322)	0.0000088	0.0002789	0.0000088	0.0002789	0.0000088	0.0002789
														0620	Этилбензол (121)	0.0000126	0.0003982	0.0000126	0.0003982	0.0000126	0.0003982
														0621	Толуол (558)	0.0000675	0.002128	0.0000675	0.002128	0.0000675	0.002128
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000256	0.000807	0.0000256	0.000807	0.0000256	0.000807
														2735	Масло минеральное (716*)	0.0389	1.227276	0.0389	1.227276	0.0389	1.227276
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0000004	0.0000115	0.0000004	0.0000115	0.0000004	0.0000115
009	Уст-730. Линия подачи ГСМ	1	Неорганиз. источник	6206	2				30	9526919	5012932	5	5	0333	Сероводород (518)	0.0002	0.0062571	0.0002	0.0062571	0.0002	0.0062571
														2735	Масло минеральное (716*)	0.0843	2.65866	0.0843	2.65866	0.0843	2.65866
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0707	2.2284189	0.0707	2.2284189	0.0707	2.2284189
009	Уст-430. Система распр-я дизтоплива	1	Неорганиз. источник	6207	2				30	9526919	5012932	5	5	0333	Сероводород (518)	0.000056	0.0017572	0.000056	0.0017572	0.000056	0.0017572
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0198	0.6258092	0.0198	0.6258092	0.0198	0.6258092
009	Уст-430. Пункты заправки топливом	1	Неорганиз. источник	6208	2					9526919	5012932	5	5	0333	Сероводород (518)	0.000021	0.0001601	0.000021	0.0001601	0.000021	0.0001601
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0076	0.057016	0.0076	0.057016	0.0076	0.057016
009	Топливозаправщик	1	Неорганиз. источник	6209	2					9526919	5012932	2	2	0333	Сероводород (518)	0.000021	0.00008	0.000021	0.00008	0.000021	0.00008
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0076	0.028508	0.0076	0.028508	0.0076	0.028508
009	Циркуляционный насос теплоносителя и неплотности ЗРА и ФС	1	Неорганиз. источник	6211	2					9526919	5012932	5	5	2735	Масло минеральное (716*)	0.0003069	0.0096774	0.0003069	0.0096774	0.0003069	0.0096774
009	Циркуляционный насос теплоносителя и неплотности ЗРА и ФС	1	Неорганиз. источник	6212	2					9526919	5012932	5	5	2735	Масло минеральное (716*)	0.0003069	0.0096774	0.0003069	0.0096774	0.0003069	0.0096774
009	Насос системы теплоносителя и неплотности ЗРА и ФС	1	Неорганиз. источник	6213	2					9526919	5012932	5	5	2735	Масло минеральное (716*)	0.0003069	0.0096774	0.0003069	0.0096774	0.0003069	0.0096774
009	Насос системы теплоносителя и неплотности ЗРА и ФС	1	Неорганиз. источник	6214	2					9526919	5012932	5	5	2735	Масло минеральное (716*)	0.0003069	0.0096774	0.0003069	0.0096774	0.0003069	0.0096774
009	Насос перекачки МЭГ из бочек и неплотности ЗРА и ФС	1	Неорганиз. источник	6215	2					9526919	5012932	5	5	2735	Масло минеральное (716*)	0.0005297	0.0167052	0.0005297	0.0167052	0.0005297	0.0167052
009	Насос подачи МЭГ и неплотности ЗРА и ФС	1	Неорганиз. источник	6216	2					9526919	5012932	5	5	2735	Масло минеральное (716*)	0.0003069	0.0096774	0.0003069	0.0096774	0.0003069	0.0096774
009	Насос подачи МЭГ и неплотности ЗРА и ФС	1	Неорганиз. источник	6217	2					9526919	5012932	5	5	2735	Масло минеральное (716*)	0.0003069	0.0096774	0.0003069	0.0096774	0.0003069	0.0096774
009	Циркуляционный насос хладагента и неплотности ЗРА и ФС	1	Неорганиз. источник	6218	2					9526919	5012932	5	5	2735	Масло минеральное (716*)	0.0003069	0.0096774	0.0003069	0.0096774	0.0003069	0.0096774
009	Циркуляционный насос хладагента и неплотности ЗРА и ФС	1	Неорганиз. источник	6219	2					9526919	5012932	5	5	2735	Масло минеральное (716*)	0.0003069	0.0096774	0.0003069	0.0096774	0.0003069	0.0096774

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
009	Циркуляционный насос хладагента и неплотности ЗРА и ФС	1	Неорганиз. источник	6220	2					9526919	5012932	5	5	2735	Масло минеральное (716*)	0.0003069	0.0096774	0.0003069	0.0096774	0.0003069	0.0096774
009	Пусковой нагреватель	1	Неорганиз. источник	6221	2					9526919	5012932	5	5	2735	Масло минеральное (716*)	0.0160917	0.5074668	0.0160917	0.5074668	0.0160917	0.5074668
009	Воздушный холодильник	1	Неорганиз. источник	6222	2					9526919	5012932	5	5	2735	Масло минеральное (716*)	0.0112641	0.3552268	0.0112641	0.3552268	0.0112641	0.3552268
009	Газожидкостной сепаратор	1	Неорганиз. источник	6223	2					9526919	5012932	5	5	0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.002394	0.0754978	0.002394	0.0754978	0.002394	0.0754978
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0027332	0.0861928	0.0027332	0.0861928	0.0027332	0.0861928
														0602	Бензол (64)	0.0000205	0.0006469	0.0000205	0.0006469	0.0000205	0.0006469
														0616	Ксилол (322)	0.0001021	0.0032192	0.0001021	0.0032192	0.0001021	0.0032192
														0620	Этилбензол (121)	0.0000978	0.0030853	0.0000978	0.0030853	0.0000978	0.0030853
														0621	Толуол (558)	0.0000711	0.0022425	0.0000711	0.0022425	0.0000711	0.0022425
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0045684	0.1440693	0.0045684	0.1440693	0.0045684	0.1440693
009	Газожидкостной сепаратор	1	Неорганиз. источник	6224	2					9526919	5012932	5	5	0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.002394	0.0754978	0.002394	0.0754978	0.002394	0.0754978
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0027332	0.0861928	0.0027332	0.0861928	0.0027332	0.0861928
														0602	Бензол (64)	0.0000205	0.0006469	0.0000205	0.0006469	0.0000205	0.0006469
														0616	Ксилол (322)	0.0001021	0.0032192	0.0001021	0.0032192	0.0001021	0.0032192
														0620	Этилбензол (121)	0.0000978	0.0030853	0.0000978	0.0030853	0.0000978	0.0030853
														0621	Толуол (558)	0.0000711	0.0022425	0.0000711	0.0022425	0.0000711	0.0022425
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0045684	0.1440693	0.0045684	0.1440693	0.0045684	0.1440693
009	Газожидкостной сепаратор	1	Неорганиз. источник	6225	2					9526919	5012932	5	5	0333	Сероводород (518)	0.0000002	1.00E-09	0.0000002	1.00E-09	0.0000002	1.00E-09
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.009921	0.0000357	0.009921	0.0000357	0.009921	0.0000357
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0015425	0.0000056	0.0015425	0.0000056	0.0015425	0.0000056
														0602	Бензол (64)	0.0000137	5.00E-08	0.0000137	5.00E-08	0.0000137	5.00E-08
														0616	Ксилол (322)	0.000052	0.0000002	0.000052	0.0000002	0.000052	0.0000002
														0620	Этилбензол (121)	0.00005	0.0000002	0.00005	0.0000002	0.00005	0.0000002
														0621	Толуол (558)	0.0000379	0.0000001	0.0000379	0.0000001	0.0000379	0.0000001
														1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000007	2.00E-09	0.0000007	2.00E-09	0.0000007	2.00E-09
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0023166	0.0000083	0.0023166	0.0000083	0.0023166	0.0000083
Наземный терминал нефти																					
010	Предварительный подогреватель нефти	1	Дымовая труба	2001	30	0.7	9.56	3.68	300	9526919	5012932			0301	Азота диоксид (4)	0.4416086	13.9265678	0.4416086	13.9265678	0.4416086	13.9265678
														0304	Азота оксид (6)	0.0717614	2.2630673	0.0717614	2.2630673	0.0717614	2.2630673
														0330	Сера диоксид (516)	0.0078879	0.2487523	0.0078879	0.2487523	0.0078879	0.2487523
														0337	Углерод оксид (584)	0.1466942	4.6647	0.1466942	4.6647	0.1466942	4.6647
														0410	Метан (727*)	0.1466942	4.6647	0.1466942	4.6647	0.1466942	4.6647
010	Подогреватель нефти	1	Дымовая труба	2002	30	0.7	9.56	3.68	300	9526919	5012932			0301	Азота диоксид (4)	0.4416086	13.9265678	0.4416086	13.9265678	0.4416086	13.9265678
														0304	Азота оксид (6)	0.0717614	2.2630673	0.0717614	2.2630673	0.0717614	2.2630673
														0330	Сера диоксид (516)	0.0078879	0.2487523	0.0078879	0.2487523	0.0078879	0.2487523
														0337	Углерод оксид (584)	0.1466942	4.6647	0.1466942	4.6647	0.1466942	4.6647
														0410	Метан (727*)	0.1466942	4.6647	0.1466942	4.6647	0.1466942	4.6647
010	Подогреватель нефти	1	Дымовая труба	2003	30	0.7	9.56	3.68	300	9526919	5012932			0301	Азота диоксид (4)	0.4416086	13.9265678	0.4416086	13.9265678	0.4416086	13.9265678
														0304	Азота оксид (6)	0.0717614	2.2630673	0.0717614	2.2630673	0.0717614	2.2630673
														0330	Сера диоксид (516)	0.0078879	0.2487523	0.0078879	0.2487523	0.0078879	0.2487523
														0337	Углерод оксид (584)	0.1466942	4.6647	0.1466942	4.6647	0.1466942	4.6647
														0410	Метан (727*)	0.1466942	4.6647	0.1466942	4.6647	0.1466942	4.6647
010	Резервный дизельный генератор	1	Выхлопная труба	2006	2.5	0.2	115.68	3.6342029	450	9526919	5012932			0301	Азота диоксид (4)	1.5573334	3.2	1.5573334	3.2	1.5573334	3.2
														0304	Азота оксид (6)	0.2530667	0.52	0.2530667	0.52	0.2530667	0.52
														0328	Сажа (583)	0.1013889	0.2	0.1013889	0.2	0.1013889	0.2
														0330	Сера диоксид (516)	0.2433333	0.5	0.2433333	0.5	0.2433333	0.5

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														0337	Углерод оксид (584)	1.2572222	2.6	1.2572222	2.6	1.2572222	2.6
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000243	0.0000055	0.00000243	0.0000055	0.00000243	0.0000055
														1325	Формальдегид (609)	0.0243333	0.05	0.0243333	0.05	0.0243333	0.05
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.5880556	1.2	0.5880556	1.2	0.5880556	1.2
010	Резервный дизельный генератор	1	Выхлопная труба	2007	2.5	0.2	115.68	3.6342818	450	9526919	5012932			0301	Азота диоксид (4)	1.5573334	3.2	1.5573334	3.2	1.5573334	3.2
														0304	Азота оксид (6)	0.2530667	0.52	0.2530667	0.52	0.2530667	0.52
														0328	Сажа (583)	0.1013889	0.2	0.1013889	0.2	0.1013889	0.2
														0330	Сера диоксид (516)	0.2433333	0.5	0.2433333	0.5	0.2433333	0.5
														0337	Углерод оксид (584)	1.2572222	2.6	1.2572222	2.6	1.2572222	2.6
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000243	0.0000055	0.00000243	0.0000055	0.00000243	0.0000055
														1325	Формальдегид (609)	0.0243333	0.05	0.0243333	0.05	0.0243333	0.05
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.5880556	1.2	0.5880556	1.2	0.5880556	1.2
010	Расходный резервуар	1	Дыхательный клапан	2008	2	0.1	0.15	0.0011494	30	9526919	5012932			0333	Сероводород (518)	0.0000101	0.000001	0.0000101	0.000001	0.0000101	0.000001
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0035945	0.0003441	0.0035945	0.0003441	0.0035945	0.0003441
010	Расходный резервуар	1	Дыхательный клапан	2009	2	0.1	0.15	0.0011494	30	9526919	5012932			0333	Сероводород (518)	0.0000101	0.000001	0.0000101	0.000001	0.0000101	0.000001
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0035945	0.0003441	0.0035945	0.0003441	0.0035945	0.0003441
010	Резервный генератор	1	Выхлопная труба	2010	2.5	0.1	269.32	2.1152393	450	9526919	5012932			0301	Азота диоксид (4)	0.9386666	0.16704	0.9386666	0.16704	0.9386666	0.16704
														0304	Азота оксид (6)	0.1525333	0.027144	0.1525333	0.027144	0.1525333	0.027144
														0328	Сажа (583)	0.0611111	0.01044	0.0611111	0.01044	0.0611111	0.01044
														0330	Сера диоксид (516)	0.1466667	0.0261	0.1466667	0.0261	0.1466667	0.0261
														0337	Углерод оксид (584)	0.7577778	0.13572	0.7577778	0.13572	0.7577778	0.13572
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000147	0.00000029	0.00000147	0.00000029	0.00000147	0.00000029
														1325	Формальдегид (609)	0.0146667	0.00261	0.0146667	0.00261	0.0146667	0.00261
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.3544444	0.06264	0.3544444	0.06264	0.3544444	0.06264
010	Резервный генератор	1	Выхлопная труба	2011	2.5	0.1	269.32	2.1152026	450	9526919	5012932			0301	Азота диоксид (4)	0.9386666	0.16704	0.9386666	0.16704	0.9386666	0.16704
														0304	Азота оксид (6)	0.1525333	0.027144	0.1525333	0.027144	0.1525333	0.027144
														0328	Сажа (583)	0.0611111	0.01044	0.0611111	0.01044	0.0611111	0.01044
														0330	Сера диоксид (516)	0.1466667	0.0261	0.1466667	0.0261	0.1466667	0.0261
														0337	Углерод оксид (584)	0.7577778	0.13572	0.7577778	0.13572	0.7577778	0.13572
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.00000147	0.00000029	0.00000147	0.00000029	0.00000147	0.00000029
														1325	Формальдегид (609)	0.0146667	0.00261	0.0146667	0.00261	0.0146667	0.00261
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.3544444	0.06264	0.3544444	0.06264	0.3544444	0.06264
010	Уст-540	1	Вент.труба	2012	2	0.2	47.75	1.5	30	9526919	5012932			0333	Сероводород (518)	0.0001869	0.0058967	0.0001869	0.0058967	0.0001869	0.0058967
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.0264535	0.8342425	0.0264535	0.8342425	0.0264535	0.8342425
														0526	Этилен (669)	0.0004982	0.0157077	0.0004982	0.0157077	0.0004982	0.0157077
														0602	Бензол (64)	0.0005667	0.0178708	0.0005667	0.0178708	0.0005667	0.0178708
														0616	Ксилол (322)	0.0007693	0.0242577	0.0007693	0.0242577	0.0007693	0.0242577
														0621	Толуол (558)	0.0011091	0.0349778	0.0011091	0.0349778	0.0011091	0.0349778
														1071	Гидроксибензол (155)	0.0000402	0.0012699	0.0000402	0.0012699	0.0000402	0.0012699
010	Дизельный двигатель модели Kubota Z482-ES передвижного плавающего нефтесборщика	1	Выхлопная труба	2013	2	0.1	5.26	0.0413426	450	9526919	5012932			0301	Азота диоксид (4)	0.02266	0.5122848	0.02266	0.5122848	0.02266	0.5122848
														0304	Азота оксид (6)	0.0036823	0.0832463	0.0036823	0.0832463	0.0036823	0.0832463
														0328	Сажа (583)	0.001925	0.044676	0.001925	0.044676	0.001925	0.044676
														0330	Сера диоксид (516)	0.003025	0.067014	0.003025	0.067014	0.003025	0.067014
														0337	Углерод оксид (584)	0.0198	0.44676	0.0198	0.44676	0.0198	0.44676
														0703	Бенз/а/пирен (54)	4.00E-08	0.0000008	4.00E-08	0.0000008	4.00E-08	0.0000008
														1325	Формальдегид (609)	0.0004125	0.0089352	0.0004125	0.0089352	0.0004125	0.0089352
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0099	0.22338	0.0099	0.22338	0.0099	0.22338
010	Пожарный насос с дизельным приводом	1	Выхлопная труба	2014	2	0.1	153.34	1.2043229	450	9526919	5012932			0301	Азота диоксид (4)	0.5802666	0.200448	0.5802666	0.200448	0.5802666	0.200448
														0304	Азота оксид (6)	0.0942933	0.0325728	0.0942933	0.0325728	0.0942933	0.0325728
														0328	Сажа (583)	0.0377778	0.012528	0.0377778	0.012528	0.0377778	0.012528

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														0330	Сера диоксид (516)	0.0906667	0.03132	0.0906667	0.03132	0.0906667	0.03132
														0337	Углерод оксид (584)	0.4684444	0.162864	0.4684444	0.162864	0.4684444	0.162864
														0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000009	0.0000003	0.0000009	0.0000003	0.0000009	0.0000003
														1325	Формальдегид (609)	0.0090667	0.003132	0.0090667	0.003132	0.0090667	0.003132
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.2191111	0.075168	0.2191111	0.075168	0.2191111	0.075168
010	Резервуар экспортируемой нефти	1	Неорганиз. источник	7001	12					9526919	5012932	10	10	0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	1.63937	27.09845	1.63937	30.89208	1.63937	30.74706
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.60769	10.04505	0.60769	11.4513	0.60769	11.39754
														0602	Бензол (64)	0.00792	0.13089	0.00792	0.14921	0.00792	0.14851
														0616	Ксилол (322)	0.00249	0.04114	0.00249	0.0469	0.00249	0.04668
														0621	Толуол (558)	0.00498	0.08228	0.00498	0.0938	0.00498	0.09336
010	Резервуар экспортируемой нефти	1	Неорганиз. источник	7002	12					9526919	5012932	10	10	0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	1.63937	27.09845	1.63937	30.89208	1.63937	30.74706
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.60769	10.04505	0.60769	11.4513	0.60769	11.39754
														0602	Бензол (64)	0.00792	0.13089	0.00792	0.14921	0.00792	0.14851
														0616	Ксилол (322)	0.00249	0.04114	0.00249	0.0469	0.00249	0.04668
														0621	Толуол (558)	0.00498	0.08228	0.00498	0.0938	0.00498	0.09336
010	Резервуар экспортируемой нефти	1	Неорганиз. источник	7003	12					9526919	5012932	10	10	0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	1.63937	27.09845	1.63937	30.89208	1.63937	30.74706
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.60769	10.04505	0.60769	11.4513	0.60769	11.39754
														0602	Бензол (64)	0.00792	0.13089	0.00792	0.14921	0.00792	0.14851
														0616	Ксилол (322)	0.00249	0.04114	0.00249	0.0469	0.00249	0.04668
														0621	Толуол (558)	0.00498	0.08228	0.00498	0.0938	0.00498	0.09336
010	Транспортировка и хранение сырой нефти.	1	Неорганиз. источник	7004	2					9526919	5012932	10	10	0333	Сероводород (518)	0.00032	0.01006	0.00032	0.01006	0.00032	0.01006
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.01557	0.49112	0.01557	0.49112	0.01557	0.49112
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.01976	0.62303	0.01976	0.62303	0.01976	0.62303
														0602	Бензол (64)	0.00015	0.00458	0.00015	0.00458	0.00015	0.00458
														0616	Ксилол (322)	0.00075	0.02353	0.00075	0.02353	0.00075	0.02353
														0620	Этилбензол (121)	0.00072	0.02255	0.00072	0.02255	0.00072	0.02255
														0621	Толуол (558)	0.00052	0.01632	0.00052	0.01632	0.00052	0.01632
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.11357	3.58154	0.11357	3.58154	0.11357	3.58154
010	Транспортировка и хранение сырой нефти.	1	Неорганиз. источник	7005	2					9526919	5012932	10	10	0333	Сероводород (518)	0.00032	0.01006	0.00032	0.01006	0.00032	0.01006
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.01557	0.49112	0.01557	0.49112	0.01557	0.49112
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.01976	0.62303	0.01976	0.62303	0.01976	0.62303
														0602	Бензол (64)	0.00015	0.00458	0.00015	0.00458	0.00015	0.00458
														0616	Ксилол (322)	0.00075	0.02353	0.00075	0.02353	0.00075	0.02353
														0620	Этилбензол (121)	0.00072	0.02255	0.00072	0.02255	0.00072	0.02255
														0621	Толуол (558)	0.00052	0.01632	0.00052	0.01632	0.00052	0.01632
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.11357	3.58154	0.11357	3.58154	0.11357	3.58154
010	Уст-160. Экспортный нефтепровод.	1	Неорганиз. источник	7006	2					9526919	5012932	10	10	0333	Сероводород (518)	0.00004	0.00125	0.00004	0.00125	0.00004	0.00125
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.00194	0.06121	0.00194	0.06121	0.00194	0.06121
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.00246	0.07765	0.00246	0.07765	0.00246	0.07765
														0602	Бензол (64)	0.00002	0.00057	0.00002	0.00057	0.00002	0.00057
														0616	Ксилол (322)	0.00009	0.00293	0.00009	0.00293	0.00009	0.00293
														0620	Этилбензол (121)	0.00009	0.00281	0.00009	0.00281	0.00009	0.00281
														0621	Толуол (558)	0.00006	0.00203	0.00006	0.00203	0.00006	0.00203
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.01415	0.44638	0.01415	0.44638	0.01415	0.44638

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
010	Уст-160. Экспортный нефтепровод.	1	Неорганиз. источник	7007	2					9526919	5012932	10	10	0333	Сероводород (518)	0.00004	0.00125	0.00004	0.00125	0.00004	0.00125
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.00194	0.06121	0.00194	0.06121	0.00194	0.06121
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.00246	0.07765	0.00246	0.07765	0.00246	0.07765
														0602	Бензол (64)	0.00002	0.00057	0.00002	0.00057	0.00002	0.00057
														0616	Ксилол (322)	0.00009	0.00293	0.00009	0.00293	0.00009	0.00293
														0620	Этилбензол (121)	0.00009	0.00281	0.00009	0.00281	0.00009	0.00281
														0621	Толуол (558)	0.00006	0.00203	0.00006	0.00203	0.00006	0.00203
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.01415	0.44638	0.01415	0.44638	0.01415	0.44638
010	Уст-160. Экспортный нефтепровод.	1	Неорганиз. источник	7008	2					9526919	5012932	10	10	0333	Сероводород (518)	0.00004	0.00125	0.00004	0.00125	0.00004	0.00125
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.00194	0.06121	0.00194	0.06121	0.00194	0.06121
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.00246	0.07765	0.00246	0.07765	0.00246	0.07765
														0602	Бензол (64)	0.00002	0.00057	0.00002	0.00057	0.00002	0.00057
														0616	Ксилол (322)	0.00009	0.00293	0.00009	0.00293	0.00009	0.00293
														0620	Этилбензол (121)	0.00009	0.00281	0.00009	0.00281	0.00009	0.00281
														0621	Толуол (558)	0.00006	0.00203	0.00006	0.00203	0.00006	0.00203
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.01415	0.44638	0.01415	0.44638	0.01415	0.44638
010	Уст-160. Экспортный нефтепровод.	1	Неорганиз. источник	7009	2					9526919	5012932	10	10	0333	Сероводород (518)	0.00004	0.00125	0.00004	0.00125	0.00004	0.00125
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.00194	0.06121	0.00194	0.06121	0.00194	0.06121
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.00246	0.07765	0.00246	0.07765	0.00246	0.07765
														0602	Бензол (64)	0.00002	0.00057	0.00002	0.00057	0.00002	0.00057
														0616	Ксилол (322)	0.00009	0.00293	0.00009	0.00293	0.00009	0.00293
														0620	Этилбензол (121)	0.00009	0.00281	0.00009	0.00281	0.00009	0.00281
														0621	Толуол (558)	0.00006	0.00203	0.00006	0.00203	0.00006	0.00203
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.01415	0.44638	0.01415	0.44638	0.01415	0.44638
010	Уст-160. Экспортный нефтепровод.	1	Неорганиз. источник	7010	2					9526919	5012932	10	10	0333	Сероводород (518)	0.00065	0.02046	0.00065	0.02046	0.00065	0.02046
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.03168	0.99914	0.03168	0.99914	0.03168	0.99914
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.04019	1.26749	0.04019	1.26749	0.04019	1.26749
														0602	Бензол (64)	0.0003	0.00931	0.0003	0.00931	0.0003	0.00931
														0616	Ксилол (322)	0.00152	0.04788	0.00152	0.04788	0.00152	0.04788
														0620	Этилбензол (121)	0.00145	0.04588	0.00145	0.04588	0.00145	0.04588
														0621	Толуол (558)	0.00105	0.03319	0.00105	0.03319	0.00105	0.03319
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.23105	7.28626	0.23105	7.28626	0.23105	7.28626
010	Уст-190. Камера пуска и приема скребка	1	Неорганиз. источник	7011	2					9526919	5012932	10	10	0333	Сероводород (518)	0.00018	0.0033	0.00018	0.0033	0.00018	0.0033
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.00901	0.28404	0.00901	0.28404	0.00901	0.28404
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.01143	0.36032	0.01143	0.36032	0.01143	0.36032
														0602	Бензол (64)	0.00008	0.00265	0.00008	0.00265	0.00008	0.00265
														0616	Ксилол (322)	0.00043	0.01361	0.00043	0.01361	0.00043	0.01361
														0620	Этилбензол (121)	0.00041	0.01304	0.00041	0.01304	0.00041	0.01304
														0621	Толуол (558)	0.0003	0.00944	0.0003	0.00944	0.0003	0.00944
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.06568	1.17361	0.06568	1.17361	0.06568	1.17361
010	Уст-190. Камера пуска и приема скребка	1	Неорганиз. источник	7012	2					9526919	5012932	10	10	0333	Сероводород (518)	0.0001	0.0033	0.0001	0.0033	0.0001	0.0033
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.00901	0.16093	0.00901	0.16093	0.00901	0.16093
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.01143	0.20416	0.01143	0.20416	0.01143	0.20416

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
														0602	Бензол (64)	0.00008	0.0015	0.00008	0.0015	0.00008	0.0015
														0616	Ксилол (322)	0.00043	0.00771	0.00043	0.00771	0.00043	0.00771
														0620	Этилбензол (121)	0.00041	0.00739	0.00041	0.00739	0.00041	0.00739
														0621	Толуол (558)	0.0003	0.00535	0.0003	0.00535	0.0003	0.00535
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.03721	1.17361	0.03721	1.17361	0.03721	1.17361
010	Перекачка дизельного топлива	1	Неорганиз. источник	7013	2					9526919	5012932	5	5	0333	Сероводород (518)	0.0001585	0.0049971	0.0001585	0.0049971	0.0001585	0.0049971
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0564475	1.7801284	0.0564475	1.7801284	0.0564475	1.7801284
010	Резервуар-усреднитель	1	Неорганиз. источник	7014	2					9526919	5012932	2	2	0333	Сероводород (518)	0.0000894	0.0028188	0.0000894	0.0028188	0.0000894	0.0028188
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.0164049	0.517346	0.0164049	0.517346	0.0164049	0.517346
														0526	Этилен (669)	0.0004032	0.0127147	0.0004032	0.0127147	0.0004032	0.0127147
														0602	Бензол (64)	0.0004165	0.0131346	0.0004165	0.0131346	0.0004165	0.0131346
														0616	Ксилол (322)	0.0005097	0.0160734	0.0005097	0.0160734	0.0005097	0.0160734
														0621	Толуол (558)	0.0010821	0.0341259	0.0010821	0.0341259	0.0010821	0.0341259
														1071	Гидроксибензол (155)	0.0001122	0.0035385	0.0001122	0.0035385	0.0001122	0.0035385
010	Уст-550. Система закрытого дренажа	1	Неорганиз. источник	7015	2					9526919	5012932	10	10	0333	Сероводород (518)	0.0001	0.0041	0.0001	0.0041	0.0001	0.0041
														0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.0063	0.1981	0.0063	0.1981	0.0063	0.1981
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.008	0.2513	0.008	0.2513	0.008	0.2513
														0602	Бензол (64)	0.0001	0.0018	0.0001	0.0018	0.0001	0.0018
														0616	Ксилол (322)	0.0003	0.0095	0.0003	0.0095	0.0003	0.0095
														0620	Этилбензол (121)	0.0003	0.0091	0.0003	0.0091	0.0003	0.0091
														0621	Толуол (558)	0.0002	0.0066	0.0002	0.0066	0.0002	0.0066
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0458	1.4448	0.0458	1.4448	0.0458	1.4448
010	Магистральная линия нефти.	1	Неорганиз. источник	7016	2					9526919	5012932	10	10	0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.0010863	0.0342589	0.0010863	0.0342589	0.0010863	0.0342589
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0013781	0.0434602	0.0013781	0.0434602	0.0013781	0.0434602
														0602	Бензол (64)	0.0000101	0.0003191	0.0000101	0.0003191	0.0000101	0.0003191
														0616	Ксилол (322)	0.0000521	0.0016417	0.0000521	0.0016417	0.0000521	0.0016417
														0620	Этилбензол (121)	0.0000499	0.001573	0.0000499	0.001573	0.0000499	0.001573
														0621	Толуол (558)	0.0000361	0.0011381	0.0000361	0.0011381	0.0000361	0.0011381
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0023308	0.0735052	0.0023308	0.0735052	0.0023308	0.0735052
010	Магистральная линия нефти.	1	Неорганиз. источник	7017	2					9526919	5012932	10	10	0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.0010863	0.0342589	0.0010863	0.0342589	0.0010863	0.0342589
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0013781	0.0434602	0.0013781	0.0434602	0.0013781	0.0434602
														0602	Бензол (64)	0.0000101	0.0003191	0.0000101	0.0003191	0.0000101	0.0003191
														0616	Ксилол (322)	0.0000521	0.0016417	0.0000521	0.0016417	0.0000521	0.0016417
														0620	Этилбензол (121)	0.0000499	0.001573	0.0000499	0.001573	0.0000499	0.001573
														0621	Толуол (558)	0.0000361	0.0011381	0.0000361	0.0011381	0.0000361	0.0011381
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0023308	0.0735052	0.0023308	0.0735052	0.0023308	0.0735052
010	Магистральная линия нефти.	1	Неорганиз. источник	7018	2					9526919	5012932	10	10	0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.0010863	0.0342589	0.0010863	0.0342589	0.0010863	0.0342589
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0013781	0.0434602	0.0013781	0.0434602	0.0013781	0.0434602
														0602	Бензол (64)	0.0000101	0.0003191	0.0000101	0.0003191	0.0000101	0.0003191
														0616	Ксилол (322)	0.0000521	0.0016417	0.0000521	0.0016417	0.0000521	0.0016417
														0620	Этилбензол (121)	0.0000499	0.001573	0.0000499	0.001573	0.0000499	0.001573
														0621	Толуол (558)	0.0000361	0.0011381	0.0000361	0.0011381	0.0000361	0.0011381
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0023308	0.0735052	0.0023308	0.0735052	0.0023308	0.0735052

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества по варианту 1		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 2		Выбросы загрязняющего вещества по варианту 3	
	Наименование	Количество, шт.					Скорость, м/с	Объем смеси, $м^3/с$	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
010	Магистральная линия нефти.	1	Неорганиз. источник	7019	2					9526919	5012932	10	10	0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.0010863	0.0342589	0.0010863	0.0342589	0.0010863	0.0342589
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0013781	0.0434602	0.0013781	0.0434602	0.0013781	0.0434602
														0602	Бензол (64)	0.0000101	0.0003191	0.0000101	0.0003191	0.0000101	0.0003191
														0616	Ксилол (322)	0.0000521	0.0016417	0.0000521	0.0016417	0.0000521	0.0016417
														0620	Этилбензол (121)	0.0000499	0.001573	0.0000499	0.001573	0.0000499	0.001573
														0621	Толуол (558)	0.0000361	0.0011381	0.0000361	0.0011381	0.0000361	0.0011381
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0023308	0.0735052	0.0023308	0.0735052	0.0023308	0.0735052
010	Магистральная линия нефти.	1	Неорганиз. источник	7020	2					9526919	5012932	10	10	0415	Углеводороды пред. С1-С5 (1502*)	0.0024367	0.076843	0.0024367	0.076843	0.0024367	0.076843
														0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.0030911	0.0974816	0.0030911	0.0974816	0.0030911	0.0974816
														0602	Бензол (64)	0.0000227	0.0007158	0.0000227	0.0007158	0.0000227	0.0007158
														0616	Ксилол (322)	0.0001168	0.0036823	0.0001168	0.0036823	0.0001168	0.0036823
														0620	Этилбензол (121)	0.0001119	0.0035283	0.0001119	0.0035283	0.0001119	0.0035283
														0621	Толуол (558)	0.000081	0.0025529	0.000081	0.0025529	0.000081	0.0025529
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0052281	0.1648727	0.0052281	0.1648727	0.0052281	0.1648727
010	Перекачка дизельного топлива	1	Неорганиз. источник	7021	2					9526919	5012932	5	5	0333	Сероводород (518)	0.000163	0.005139	0.000163	0.005139	0.000163	0.005139
														2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0580186	1.8296746	0.0580186	1.8296746	0.0580186	1.8296746

Таблица П4.1-2 Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы в тростниковой зоне

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в тростниковой зоне доля ПДК / мг/м^3	Координаты точек с максимальной приземной конц. в тростниковой зоне X/Y	Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию N ист.	% вклада	Принадлежность источника (производство, цех, участок)
1	2	3	4	5	6	7
Морской технологический комплекс						
З а г р я з н я ю щ и е в е щ е с т в а :						
0301	Азота диоксид (4)	0.0223632/0.0044726	9527956/ 5023335	0101	11.7	Морской технологический комплекс
				0103	5.7	Морской технологический комплекс
				0708	5.3	Буровая установка
				0304	4.5	Внутрискважинные работы
				0403	4.5	Сервисное обслуживание скважин
				0719	4.1	Буровая установка
				0413	4	Сервисное обслуживание скважин
				0701	3.9	Буровая установка
				0702	3.9	Буровая установка
				0703	3.9	Буровая установка
				0704	3.9	Буровая установка
				0705	3.9	Буровая установка
				0706	3.9	Буровая установка
				0707	3.9	Буровая установка
				0733	3.6	Буровая установка
				0737	3.1	Буровая установка
				0801	2.7	ЖПК типа "Нур"
				0802	2.7	ЖПК типа "Нур"
				0715	2.4	Буровая установка
				0409	2.3	Сервисное обслуживание скважин
				0310	1.9	Внутрискважинные работы
				0720	1.8	Буровая установка
				0803	1.8	ЖПК типа "Нур"
				0404	1.4	Сервисное обслуживание скважин
				0405	1.2	Сервисное обслуживание скважин
				0307	0.9	Внутрискважинные работы
				0314	0.9	Внутрискважинные работы
				0406	0.9	Сервисное обслуживание скважин
				0306	0.7	Внутрискважинные работы
0304	Азота оксид (6)	0.0018167/0.0007267	9527956/ 5023335	0101	11.7	Морской технологический комплекс
				0103	5.7	Морской технологический комплекс
				0708	5.3	Буровая установка
				0304	4.5	Внутрискважинные работы
				0403	4.5	Сервисное обслуживание скважин
				0719	4.1	Буровая установка
				0413	4	Сервисное обслуживание скважин
				0701	3.9	Буровая установка

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в тростниковой зоне доля ПДК / мг/м^3	Координаты точек с максимальной приземной конц. в тростниковой зоне	Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
			X/Y	N ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				0702	3.9	Буровая установка
				0703	3.9	Буровая установка
				0704	3.9	Буровая установка
				0705	3.9	Буровая установка
				0706	3.9	Буровая установка
				0707	3.9	Буровая установка
				0733	3.6	Буровая установка
				0737	3.1	Буровая установка
				0801	2.7	ЖПК типа "Нур"
				0802	2.7	ЖПК типа "Нур"
				0715	2.4	Буровая установка
				0409	2.3	Сервисное обслуживание скважин
				0310	1.9	Внутрискважинные работы
				0720	1.8	Буровая установка
				0803	1.8	ЖПК типа "Нур"
				0404	1.4	Сервисное обслуживание скважин
				0405	1.2	Сервисное обслуживание скважин
				0307	0.9	Внутрискважинные работы
				0314	0.9	Внутрискважинные работы
				0406	0.9	Сервисное обслуживание скважин
				0306	0.7	Внутрискважинные работы
0316	Соляная кислота (163)	0.029036/0.0058072	*/*	0731	38.4	Буровая установка
				0808	33	ЖПК типа "Нур"
				0309	14.2	Внутрискважинные работы
				0408	14.2	Сервисное обслуживание скважин
				0732	0.2	Буровая установка
0328	Сажа (583)	0.0020107/0.0003016	9527956/ 5023335	0101	11.8	Морской технологический комплекс
				0304	6.6	Внутрискважинные работы
				0403	6.6	Сервисное обслуживание скважин
				0719	6	Буровая установка
				0103	5.8	Морской технологический комплекс
				0413	5.3	Сервисное обслуживание скважин
				0708	4.1	Буровая установка
				0737	3.2	Буровая установка
				0733	3.1	Буровая установка
				0801	3	ЖПК типа "Нур"
				0802	3	ЖПК типа "Нур"
				0701	3	Буровая установка
				0702	3	Буровая установка
				0703	3	Буровая установка
				0704	3	Буровая установка

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в тростниковой зоне доля ПДК / мг/м^3	Координаты точек с максимальной приземной конц. в тростниковой зоне	Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
			X/Y	N ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				0705	3	Буровая установка
				0706	3	Буровая установка
				0707	3	Буровая установка
				0310	2.3	Внутрискважинные работы
				0720	2.1	Буровая установка
				0715	2.1	Буровая установка
				0803	1.7	ЖПК типа "Нур"
				0404	1.6	Сервисное обслуживание скважин
				0405	1.4	Сервисное обслуживание скважин
				0406	1.1	Сервисное обслуживание скважин
				0307	0.8	Внутрискважинные работы
				0314	0.8	Внутрискважинные работы
				0722	0.6	Буровая установка
				0306	0.6	Внутрискважинные работы
				0409	0.4	Сервисное обслуживание скважин
0330	Сера диоксид (516)	0.0015995/0.0007998	9527956/ 5023335	0101	9	Морской технологический комплекс
				0708	6.1	Буровая установка
				0701	4.6	Буровая установка
				0702	4.6	Буровая установка
				0703	4.6	Буровая установка
				0704	4.6	Буровая установка
				0705	4.6	Буровая установка
				0706	4.6	Буровая установка
				0707	4.6	Буровая установка
				0103	4.4	Морской технологический комплекс
				0403	4.1	Сервисное обслуживание скважин
				0304	4.1	Внутрискважинные работы
				0413	4	Сервисное обслуживание скважин
				0719	3.7	Буровая установка
				0801	3.7	ЖПК типа "Нур"
				0802	3.7	ЖПК типа "Нур"
				0733	3	Буровая установка
				0737	2.8	Буровая установка
				0715	2	Буровая установка
				0409	1.9	Сервисное обслуживание скважин
				0720	1.7	Буровая установка
				0310	1.6	Внутрискважинные работы
				0803	1.5	ЖПК типа "Нур"
				0404	1.3	Сервисное обслуживание скважин
				0405	1.1	Сервисное обслуживание скважин
				0406	0.8	Сервисное обслуживание скважин

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в тростниковой зоне доля ПДК / мг/м^3	Координаты точек с максимальной приземной конц. в тростниковой зоне	Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
			X/Y	N ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				0307	0.8	Внутрискважинные работы
				0314	0.8	Внутрискважинные работы
				0306	0.6	Внутрискважинные работы
				0722	0.5	Буровая установка
0416	Углеводороды пред. С6-С10 (1503*)	0.017088/0.51264	*/*	6103	43.2	Морской технологический комплекс
				6301	13.2	Внутрискважинные работы
				6101	12.9	Морской технологический комплекс
				6701	9.6	Буровая установка
				0728	4.8	Буровая установка
				6104	4.5	Морской технологический комплекс
				6110	4.2	Морской технологический комплекс
				6105	3.7	Морской технологический комплекс
				6107	3.6	Морской технологический комплекс
0602	Бензол (64)	0.01309/0.003927	*/*	6103	48.9	Морской технологический комплекс
				6101	14.1	Морской технологический комплекс
				6301	12.7	Внутрискважинные работы
				6107	8.8	Морской технологический комплекс
				6105	6.8	Морской технологический комплекс
				6104	4.4	Морской технологический комплекс
				6110	4.1	Морской технологический комплекс
1051	Изопропиловый спирт (469)	0.001216/0.0007296	*/*	6102	100	Морской технологический комплекс
1325	Формальдегид (609)	0.0015961/0.0000798	9527956/ 5023335	0101	11.3	Морской технологический комплекс
				0304	6.4	Внутрискважинные работы
				0403	6.4	Сервисное обслуживание скважин
				0719	5.8	Буровая установка
				0103	5.5	Морской технологический комплекс
				0413	4.5	Сервисное обслуживание скважин
				0708	4.4	Буровая установка
				0701	3.3	Буровая установка
				0702	3.3	Буровая установка
				0703	3.3	Буровая установка
				0704	3.3	Буровая установка
				0705	3.3	Буровая установка
				0706	3.3	Буровая установка
				0707	3.3	Буровая установка
				0733	3	Буровая установка
				0801	2.9	ЖПК типа "Нур"
				0802	2.9	ЖПК типа "Нур"
				0409	2.9	Сервисное обслуживание скважин
				0737	2.8	Буровая установка
				0310	2.5	Внутрискважинные работы

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в тростниковой зоне доля ПДК / мг/м^3	Координаты точек с максимальной приземной конц. в тростниковой зоне	Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
			X/Y	N ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				0715	2	Буровая установка
				0720	1.9	Буровая установка
				0803	1.5	ЖПК типа "Нур"
				0404	1.5	Сервисное обслуживание скважин
				0405	1.3	Сервисное обслуживание скважин
				0406	1	Сервисное обслуживание скважин
				0307	0.8	Внутрискважинные работы
				0314	0.8	Внутрискважинные работы
				0306	0.6	Внутрискважинные работы
1860	Триалкиламины (1223*)	0.010425/0.0007298	*/*	6102	100	Морской технологический комплекс
2704	Бензин (60)	0.029652/0.14826	*/*	0540	17.6	Участок реагирования на нефтяные разливы
				0537	12.8	Участок реагирования на нефтяные разливы
				0538	8.6	Участок реагирования на нефтяные разливы
				0535	7.8	Участок реагирования на нефтяные разливы
				0547	6.8	Участок реагирования на нефтяные разливы
				0536	5.6	Участок реагирования на нефтяные разливы
				0534	5.6	Участок реагирования на нефтяные разливы
				0541	5.6	Участок реагирования на нефтяные разливы
				0539	5.6	Участок реагирования на нефтяные разливы
				0548	5.6	Участок реагирования на нефтяные разливы
				0549	5.6	Участок реагирования на нефтяные разливы
				0551	5	Участок реагирования на нефтяные разливы
				0550	4.8	Участок реагирования на нефтяные разливы
				6702	2.6	Буровая установка
2735	Масло минеральное (716*)	0.0010382/0.0000519	9527956/ 5023335	0727	18.8	Буровая установка
				6302	17.1	Внутрискважинные работы
				6401	16.8	Сервисное обслуживание скважин
				6113	14.8	Морской технологический комплекс
				0729	13.5	Буровая установка

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в тростниковой зоне доля ПДК / мг/м^3	Координаты точек с максимальной приземной конц. в тростниковой зоне	Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
			X/Y	N ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				6111	8.4	Морской технологический комплекс
				6801	6.1	ЖПК типа "Нур"
2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0019408/0.0019408	9527956/ 5023335	0101	11.1	Морской технологический комплекс
				0304	5.9	Внутрискважинные работы
				0403	5.9	Сервисное обслуживание скважин
				0103	5.4	Морской технологический комплекс
				0719	5.3	Буровая установка
				0413	4.5	Сервисное обслуживание скважин
				0708	4.3	Буровая установка
				0701	3.2	Буровая установка
				0702	3.2	Буровая установка
				0703	3.2	Буровая установка
				0704	3.2	Буровая установка
				0705	3.2	Буровая установка
				0706	3.2	Буровая установка
				0707	3.2	Буровая установка
				0801	3	ЖПК типа "Нур"
				0802	3	ЖПК типа "Нур"
				0733	3	Буровая установка
				0737	2.8	Буровая установка
				0409	2.7	Сервисное обслуживание скважин
				0310	2.3	Внутрискважинные работы
				0715	2	Буровая установка
				0720	1.9	Буровая установка
				0803	1.5	ЖПК типа "Нур"
				0404	1.5	Сервисное обслуживание скважин
				0405	1.2	Сервисное обслуживание скважин
				0406	1	Сервисное обслуживание скважин
				0307	0.8	Внутрискважинные работы
				0314	0.8	Внутрискважинные работы
				6103	0.8	Морской технологический комплекс
				0306	0.6	Внутрискважинные работы
				0410	0.5	Сервисное обслуживание скважин
				0601	0.3	Баржа эвакуации
				0602	0.3	Баржа эвакуации
				6105	0.3	Морской технологический комплекс
Группы суммации:						
07(31) 0301 0330	Азота диоксид (4) Сера диоксид (516)	0.0239628	9527956/ 5023335	0101	11.5	Морской технологический комплекс
				0103	5.6	Морской технологический комплекс
				0708	5.3	Буровая установка
				0304	4.4	Внутрискважинные работы

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в тростниковой зоне доля ПДК / мг/м^3	Координаты точек с максимальной приземной конц. в тростниковой зоне	Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
			X/Y	N ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				0403	4.4	Сервисное обслуживание скважин
				0719	4	Буровая установка
				0413	4	Сервисное обслуживание скважин
				0701	4	Буровая установка
				0702	4	Буровая установка
				0703	4	Буровая установка
				0704	4	Буровая установка
				0705	4	Буровая установка
				0706	4	Буровая установка
				0707	4	Буровая установка
				0733	3.6	Буровая установка
				0737	3	Буровая установка
				0801	2.7	ЖПК типа "Нур"
				0802	2.7	ЖПК типа "Нур"
				0715	2.4	Буровая установка
				0409	2.3	Сервисное обслуживание скважин
				0310	1.9	Внутрискважинные работы
				0720	1.8	Буровая установка
				0803	1.7	ЖПК типа "Нур"
				0404	1.4	Сервисное обслуживание скважин
				0405	1.2	Сервисное обслуживание скважин
				0307	0.9	Внутрискважинные работы
				0314	0.9	Внутрискважинные работы
				0406	0.9	Сервисное обслуживание скважин
				0306	0.7	Внутрискважинные работы
33(24) 0301 0326 1325	Азота диоксид (4) Озон (435) Формальдегид (609)	0.0239593	9527956/ 5023335	0101	11.7	Морской технологический комплекс
				0103	5.7	Морской технологический комплекс
				0708	5.2	Буровая установка
				0304	4.6	Внутрискважинные работы
				0403	4.6	Сервисное обслуживание скважин
				0719	4.2	Буровая установка
				0413	4	Сервисное обслуживание скважин
				0701	3.9	Буровая установка
				0702	3.9	Буровая установка
				0703	3.9	Буровая установка
				0704	3.9	Буровая установка
				0705	3.9	Буровая установка
				0706	3.9	Буровая установка
				0707	3.9	Буровая установка
				0733	3.6	Буровая установка
				0737	3	Буровая установка

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в тростниковой зоне доля ПДК / мг/м^3	Координаты точек с максимальной приземной конц. в тростниковой зоне	Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
			X/Y	N ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				0801	2.7	ЖПК типа "Нур"
				0802	2.7	ЖПК типа "Нур"
				0715	2.4	Буровая установка
				0409	2.3	Сервисное обслуживание скважин
				0310	2	Внутрискважинные работы
				0720	1.8	Буровая установка
				0803	1.7	ЖПК типа "Нур"
				0404	1.4	Сервисное обслуживание скважин
				0405	1.2	Сервисное обслуживание скважин
				0307	0.9	Внутрискважинные работы
				0314	0.9	Внутрискважинные работы
				0406	0.9	Сервисное обслуживание скважин
				0306	0.7	Внутрискважинные работы
37(39) 0333 1325	Сероводород (518) Формальдегид (609)	0.0016133	9527956/ 5023335	0101	11.1	Морской технологический комплекс
				0304	6.3	Внутрискважинные работы
				0403	6.3	Сервисное обслуживание скважин
				0719	5.7	Буровая установка
				0103	5.5	Морской технологический комплекс
				0413	4.5	Сервисное обслуживание скважин
				0708	4.3	Буровая установка
				0701	3.2	Буровая установка
				0702	3.2	Буровая установка
				0703	3.2	Буровая установка
				0704	3.2	Буровая установка
				0705	3.2	Буровая установка
				0706	3.2	Буровая установка
				0707	3.2	Буровая установка
				0733	2.9	Буровая установка
				0801	2.9	ЖПК типа "Нур"
				0802	2.9	ЖПК типа "Нур"
				0409	2.9	Сервисное обслуживание скважин
				0737	2.8	Буровая установка
				0310	2.4	Внутрискважинные работы
				0715	2	Буровая установка
				0720	1.9	Буровая установка
				0803	1.5	ЖПК типа "Нур"
				0404	1.5	Сервисное обслуживание скважин
				0405	1.3	Сервисное обслуживание скважин
				0406	1	Сервисное обслуживание скважин
				0307	0.8	Внутрискважинные работы
				0314	0.8	Внутрискважинные работы

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в тростниковой зоне доля ПДК / мг/м^3	Координаты точек с максимальной приземной конц. в тростниковой зоне	Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
			X/Y	N ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				0306	0.6	Внутрискважинные работы
				0410	0.5	Сервисное обслуживание скважин
				6103	0.3	Морской технологический комплекс
41(35) 0330 0342	Сера диоксид (516) Фтористый водород (617)	0.0016041	9527956/ 5023335	0101	9	Морской технологический комплекс
				0708	6.1	Буровая установка
				0701	4.6	Буровая установка
				0702	4.6	Буровая установка
				0703	4.6	Буровая установка
				0704	4.6	Буровая установка
				0705	4.6	Буровая установка
				0706	4.6	Буровая установка
				0707	4.6	Буровая установка
				0103	4.4	Морской технологический комплекс
				0403	4.1	Сервисное обслуживание скважин
				0304	4.1	Внутрискважинные работы
				0413	4	Сервисное обслуживание скважин
				0719	3.7	Буровая установка
				0801	3.7	ЖПК типа "Нур"
				0802	3.7	ЖПК типа "Нур"
				0733	3	Буровая установка
				0737	2.8	Буровая установка
				0715	2	Буровая установка
				0409	1.9	Сервисное обслуживание скважин
				0720	1.7	Буровая установка
				0310	1.6	Внутрискважинные работы
				0803	1.5	ЖПК типа "Нур"
				0404	1.3	Сервисное обслуживание скважин
				0405	1.1	Сервисное обслуживание скважин
				0406	0.8	Сервисное обслуживание скважин
				0307	0.8	Внутрискважинные работы
				0314	0.8	Внутрискважинные работы
				0306	0.6	Внутрискважинные работы
				0722	0.5	Буровая установка
				0808	0.5	ЖПК типа "Нур"
44(30) 0330 0333	Сера диоксид (516) Сероводород (518)	0.0016168	9527956/ 5023335	0101	8.9	Морской технологический комплекс
				0708	6.1	Буровая установка
				0701	4.5	Буровая установка
				0702	4.5	Буровая установка
				0703	4.5	Буровая установка
				0704	4.5	Буровая установка
				0705	4.5	Буровая установка

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в тростниковой зоне доля ПДК / мг/м^3	Координаты точек с максимальной приземной конц. в тростниковой зоне	Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
			X/Y	N ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				0706	4.5	Буровая установка
				0707	4.5	Буровая установка
				0103	4.4	Морской технологический комплекс
				0403	4.1	Сервисное обслуживание скважин
				0304	4.1	Внутрискважинные работы
				0413	4	Сервисное обслуживание скважин
				0719	3.7	Буровая установка
				0801	3.6	ЖПК типа "Нур"
				0802	3.6	ЖПК типа "Нур"
				0733	2.9	Буровая установка
				0737	2.8	Буровая установка
				0715	2	Буровая установка
				0409	1.9	Сервисное обслуживание скважин
				0720	1.7	Буровая установка
				0310	1.6	Внутрискважинные работы
				0803	1.5	ЖПК типа "Нур"
				0404	1.3	Сервисное обслуживание скважин
				0405	1.1	Сервисное обслуживание скважин
				0406	0.8	Сервисное обслуживание скважин
				0307	0.8	Внутрискважинные работы
				0314	0.8	Внутрискважинные работы
				0306	0.6	Внутрискважинные работы
				0722	0.5	Буровая установка
				0711	0.5	Буровая установка
				0410	0.5	Сервисное обслуживание скважин
Береговой технологический комплекс						
Загрязняющие вещества:						
0150	Натрий гидроксид (876*)	0.029371/0.0002937	*/*	0220	98	Инженерное обеспечение БТК
				0222	2	Инженерное обеспечение БТК
0301	Азота диоксид (4)	0.2868539/0.0573708	9527956/ 5023335	0210	27.5	Инженерное обеспечение БТК
				0212	19.4	Инженерное обеспечение БТК
				0201	8.2	Инженерное обеспечение БТК
				0202	8.2	Инженерное обеспечение БТК
				0203	8.2	Инженерное обеспечение БТК
				0204	8.2	Инженерное обеспечение БТК
				0001	3.1	Технологические установки БТК
				2006	2.7	Наземный терминал нефти
				2007	2.7	Наземный терминал нефти
				0215	2.5	Инженерное обеспечение БТК
				0002	2.5	Технологические установки БТК
				2014	1.6	Наземный терминал нефти

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в тростниковой зоне доля ПДК / мг/м^3	Координаты точек с максимальной приземной конц. в тростниковой зоне	Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
			X/Y	N ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				2011	1.5	Наземный терминал нефти
0303	Аммиак (32)	0.005406/0.0010812	*/*	0220	100	Инженерное обеспечение БТК
0304	Азота оксид (6)	0.0233069/0.0093227	9527956/ 5023335	0210	27.5	Инженерное обеспечение БТК
				0212	19.4	Инженерное обеспечение БТК
				0201	8.2	Инженерное обеспечение БТК
				0202	8.2	Инженерное обеспечение БТК
				0203	8.2	Инженерное обеспечение БТК
				0204	8.2	Инженерное обеспечение БТК
				0001	3.1	Технологические установки БТК
				2006	2.7	Наземный терминал нефти
				2007	2.7	Наземный терминал нефти
				0215	2.5	Инженерное обеспечение БТК
				0002	2.5	Технологические установки БТК
				2014	1.6	Наземный терминал нефти
				2011	1.5	Наземный терминал нефти
0316	Соляная кислота (163)	0.031837/0.0063674	*/*	0221	50.6	Инженерное обеспечение БТК
				0220	45.5	Инженерное обеспечение БТК
				0222	3.8	Инженерное обеспечение БТК
0322	Серная кислота (517)	0.001956/0.0005868	*/*	0220	100	Инженерное обеспечение БТК
0328	Сажа (583)	0.0242846/0.0036427	9527956/ 5023335	0210	30	Инженерное обеспечение БТК
				0003	22.6	Технологические установки БТК
				0212	20.6	Инженерное обеспечение БТК
				0203	3.6	Инженерное обеспечение БТК
				0204	3.6	Инженерное обеспечение БТК
				0201	3.6	Инженерное обеспечение БТК
				0202	3.6	Инженерное обеспечение БТК
				2006	2.8	Наземный терминал нефти
				2007	2.8	Наземный терминал нефти
				0215	2.8	Инженерное обеспечение БТК
0330	Сера диоксид (516)	0.0562371/0.0281186	9527956/ 5023335	0201	22.1	Инженерное обеспечение БТК
				0202	22.1	Инженерное обеспечение БТК
				0203	22.1	Инженерное обеспечение БТК
				0204	22.1	Инженерное обеспечение БТК
				0210	6.4	Инженерное обеспечение БТК
				0212	4.1	Инженерное обеспечение БТК
0333	Сероводород (518)	0.003193/0.0000255	9527956/ 5023335	7010	16.1	Наземный терминал нефти
				7004	7.9	Наземный терминал нефти
				7005	7.9	Наземный терминал нефти
				6204	7.2	Инженерное обеспечение БТК
				6001	5.2	Технологические установки БТК
				6008	5	Технологические установки БТК

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в тростниковой зоне доля ПДК / мг/м^3	Координаты точек с максимальной приземной конц. в тростниковой зоне	Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
			X/Y	N ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				6206	5	Инженерное обеспечение БТК
				7011	4.5	Наземный терминал нефти
				6009	4.2	Технологические установки БТК
				7021	4	Наземный терминал нефти
				7013	3.9	Наземный терминал нефти
				6203	3.7	Инженерное обеспечение БТК
				7012	2.5	Наземный терминал нефти
				7015	2.5	Наземный терминал нефти
				6004	2.2	Технологические установки БТК
				7014	2.2	Наземный терминал нефти
				6010	1.6	Технологические установки БТК
				2012	1.6	Наземный терминал нефти
				6207	1.4	Инженерное обеспечение БТК
				6002	1.3	Технологические установки БТК
				7006	1	Наземный терминал нефти
				7007	1	Наземный терминал нефти
				7008	1	Наземный терминал нефти
				7009	1	Наземный терминал нефти
				6013	0.7	Технологические установки БТК
				6208	0.5	Инженерное обеспечение БТК
0337	Углерод оксид (584)	0.0233765/0.1168826	9527956/ 5023335	0001	12.6	Технологические установки БТК
				0201	12.3	Инженерное обеспечение БТК
				0202	12.3	Инженерное обеспечение БТК
				0203	12.3	Инженерное обеспечение БТК
				0204	12.3	Инженерное обеспечение БТК
				0210	11.3	Инженерное обеспечение БТК
				0002	10.2	Технологические установки БТК
				0212	7.9	Инженерное обеспечение БТК
				0003	3.6	Технологические установки БТК
				2006	1.1	Наземный терминал нефти
0526	Этилен (669)	0.00502/0.01506	*/*	7014	95.6	Наземный терминал нефти
				2012	4.4	Наземный терминал нефти
0620	Этилбензол (121)	0.0011418/0.0000457	9527956/ 5023335	7010	20.1	Наземный терминал нефти
				7004	10	Наземный терминал нефти
				7005	10	Наземный терминал нефти
				6001	6	Технологические установки БТК
				6008	5.8	Технологические установки БТК
				7011	5.7	Наземный терминал нефти
				7012	5.7	Наземный терминал нефти
				6009	5.4	Технологические установки БТК
				7015	4.2	Наземный терминал нефти

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в тростниковой зоне доля ПДК / мг/м^3	Координаты точек с максимальной приземной конц. в тростниковой зоне	Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
			X/Y	N ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				6012	2.5	Технологические установки БТК
				6004	2.4	Технологические установки БТК
				6010	2.1	Технологические установки БТК
				6006	1.6	Технологические установки БТК
				7020	1.6	Наземный терминал нефти
				6223	1.4	Инженерное обеспечение БТК
				6224	1.4	Инженерное обеспечение БТК
				7006	1.2	Наземный терминал нефти
				7007	1.2	Наземный терминал нефти
				7008	1.2	Наземный терминал нефти
				7009	1.2	Наземный терминал нефти
				6002	1.1	Технологические установки БТК
				6018	1	Технологические установки БТК
				0005	1	Технологические установки БТК
				0006	1	Технологические установки БТК
				6013	0.8	Технологические установки БТК
0621	Толуол (558)	0.0013727/0.0008236	9527956/ 5023335	0004	75.8	Технологические установки БТК
				6007	9.9	Технологические установки БТК
				0013	3.3	Технологические установки БТК
				0014	3.3	Технологические установки БТК
				7014	0.8	Наземный терминал нефти
				7010	0.8	Наземный терминал нефти
				7001	0.6	Наземный терминал нефти
				7002	0.6	Наземный терминал нефти
0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0052933/5.2933E-8	9527956/ 5023335	0210	45.7	Инженерное обеспечение БТК
				0212	32.9	Инженерное обеспечение БТК
				2006	4.7	Наземный терминал нефти
				2007	4.7	Наземный терминал нефти
				0215	4	Инженерное обеспечение БТК
				2011	2.7	Наземный терминал нефти
				2010	2.7	Наземный терминал нефти
1001	4-Аминофенол (п-Аминофенол) (64*)	0.0025587/0.0000665	9527956/ 5023335	6007	100	Технологические установки БТК
1023	Диэтиленгликоль (436)	0.008387/0.016774	*/*	6012	100	Технологические установки БТК
1052	Метанол (338)	0.0024792/0.0024792	9527956/ 5023335	0004	94.4	Технологические установки БТК
				6007	5.4	Технологические установки БТК
1061	Этиловый спирт (667)	0.003262/0.01631	*/*	0222	100	Инженерное обеспечение БТК
1325	Формальдегид (609)	0.0117546/0.0005877	9527956/ 5023335	0210	46.5	Инженерное обеспечение БТК
				0212	33.7	Инженерное обеспечение БТК
				2006	4.2	Наземный терминал нефти
				2007	4.2	Наземный терминал нефти

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в тростниковой зоне доля ПДК / мг/м^3	Координаты точек с максимальной приземной конц. в тростниковой зоне	Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
			X/Y	N ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				0215	4.2	Инженерное обеспечение БТК
				2011	2.4	Наземный терминал нефти
1408	Метилизобутилкетон (379)	0.0096042/0.0009604	9527956/ 5023335	0004	85.8	Технологические установки БТК
				6007	14.2	Технологические установки БТК
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0240644/0.0000012	9527956/ 5023335	6018	24.7	Технологические установки БТК
				6202	19	Инженерное обеспечение БТК
				6205	13.5	Инженерное обеспечение БТК
				0001	7.6	Технологические установки БТК
				6021	6.5	Технологические установки БТК
				0002	6.1	Технологические установки БТК
				0005	3.1	Технологические установки БТК
				0006	3.1	Технологические установки БТК
				6005	3.1	Технологические установки БТК
				6004	2.2	Технологические установки БТК
				0003	2.2	Технологические установки БТК
				6012	1.7	Технологические установки БТК
				6006	1.3	Технологические установки БТК
				6011	1.2	Технологические установки БТК
1860	Триалкиламины (1223*)	0.0023065/0.0001615	9527956/ 5023335	0004	93.3	Технологические установки БТК
				6007	6.7	Технологические установки БТК
2732	Керосин (654*)	0.002548/0.0030576	*/*	0218	100	Инженерное обеспечение БТК
2735	Масло минеральное (716*)	0.1137733/0.0056887	9527956/ 5023335	6201	24.4	Инженерное обеспечение БТК
				6014	10.3	Технологические установки БТК
				6015	10.3	Технологические установки БТК
				6016	10.3	Технологические установки БТК
				6017	10.3	Технологические установки БТК
				6206	9.4	Инженерное обеспечение БТК
				6204	8.1	Инженерное обеспечение БТК
				6203	5.3	Инженерное обеспечение БТК
				6205	4.3	Инженерное обеспечение БТК
				0222	2.3	Инженерное обеспечение БТК
2750	Сольвент нафта (1149*)	0.0046913/0.0009383	9527956/ 5023335	0004	85.1	Технологические установки БТК
				6007	14.9	Технологические установки БТК
2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)	0.0242985/0.0242985	9527956/ 5023335	0210	27.1	Инженерное обеспечение БТК
				0212	19.1	Инженерное обеспечение БТК
				7010	6	Наземный терминал нефти
				7004	3	Наземный терминал нефти
				7005	3	Наземный терминал нефти
				6204	2.7	Инженерное обеспечение БТК
				0215	2.4	Инженерное обеспечение БТК
				2006	2.4	Наземный терминал нефти

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в тростниковой зоне доля ПДК / мг/м^3	Координаты точек с максимальной приземной конц. в тростниковой зоне	Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
			X/Y	N ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				2007	2.4	Наземный терминал нефти
				6001	2	Технологические установки БТК
				6008	1.9	Технологические установки БТК
				6206	1.8	Инженерное обеспечение БТК
				7011	1.7	Наземный терминал нефти
				6009	1.6	Технологические установки БТК
				7021	1.5	Наземный терминал нефти
				7013	1.5	Наземный терминал нефти
				2014	1.4	Наземный терминал нефти
				6203	1.4	Инженерное обеспечение БТК
				2011	1.3	Наземный терминал нефти
				2010	1.3	Наземный терминал нефти
				0204	1.3	Инженерное обеспечение БТК
				0202	1.3	Инженерное обеспечение БТК
				0203	1.3	Инженерное обеспечение БТК
				0201	1.3	Инженерное обеспечение БТК
				7015	1.2	Наземный терминал нефти
				6004	1	Технологические установки БТК
				7012	1	Наземный терминал нефти
				6010	0.6	Технологические установки БТК
				6002	0.6	Технологические установки БТК
2853	Глицерин (1010*)	0.0010956/0.0001096	9527956/ 5023335	0004	84.4	Технологические установки БТК
				6007	15.6	Технологические установки БТК
Группы суммации:						
01(03) 0303 0333	Аммиак (32) Сероводород (518)	0.0031989	9527956/ 5023335	7010	16.1	Наземный терминал нефти
				7004	7.9	Наземный терминал нефти
				7005	7.9	Наземный терминал нефти
				6204	7.2	Инженерное обеспечение БТК
				6001	5.2	Технологические установки БТК
				6008	5	Технологические установки БТК
				6206	5	Инженерное обеспечение БТК
				7011	4.5	Наземный терминал нефти
				6009	4.2	Технологические установки БТК
				7021	4	Наземный терминал нефти
				7013	3.9	Наземный терминал нефти
				6203	3.7	Инженерное обеспечение БТК
				7012	2.5	Наземный терминал нефти
				7015	2.5	Наземный терминал нефти
				6004	2.2	Технологические установки БТК
				7014	2.2	Наземный терминал нефти
				6010	1.6	Технологические установки БТК

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в тростниковой зоне доля ПДК / мг/м^3	Координаты точек с максимальной приземной конц. в тростниковой зоне	Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
			X/Y	N ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				2012	1.6	Наземный терминал нефти
				6207	1.4	Инженерное обеспечение БТК
				6002	1.3	Технологические установки БТК
				7006	1	Наземный терминал нефти
				7007	1	Наземный терминал нефти
				7008	1	Наземный терминал нефти
				7009	1	Наземный терминал нефти
				6013	0.7	Технологические установки БТК
				6208	0.5	Инженерное обеспечение БТК
02(04) 0303 0333 1325	Аммиак (32) Сероводород (518) Формальдегид (609)	0.0148636	9527956/ 5023335	0210	36.9	Инженерное обеспечение БТК
				0212	26	Инженерное обеспечение БТК
				7010	3.5	Наземный терминал нефти
				0215	3.3	Инженерное обеспечение БТК
				2006	3.2	Наземный терминал нефти
				2007	3.2	Наземный терминал нефти
				2014	1.9	Наземный терминал нефти
				2011	1.8	Наземный терминал нефти
				2010	1.8	Наземный терминал нефти
				7004	1.7	Наземный терминал нефти
				7005	1.7	Наземный терминал нефти
				6204	1.5	Инженерное обеспечение БТК
				6001	1.1	Технологические установки БТК
				6008	1.1	Технологические установки БТК
				6206	1.1	Инженерное обеспечение БТК
				7011	1	Наземный терминал нефти
				6009	0.9	Технологические установки БТК
				7021	0.9	Наземный терминал нефти
				7013	0.8	Наземный терминал нефти
				6203	0.8	Инженерное обеспечение БТК
				7012	0.5	Наземный терминал нефти
				7015	0.5	Наземный терминал нефти
03(05) 0303 1325	Аммиак (32) Формальдегид (609)	0.0117598	9527956/ 5023335	0210	46.4	Инженерное обеспечение БТК
				0212	33.7	Инженерное обеспечение БТК
				2006	4.2	Наземный терминал нефти
				2007	4.2	Наземный терминал нефти
				0215	4.2	Инженерное обеспечение БТК
				2011	2.4	Наземный терминал нефти
07(31) 0301 0330	Азота диоксид (4) Сера диоксид (516)	0.3326249	9527956/ 5023335	0210	25.1	Инженерное обеспечение БТК
				0212	17.7	Инженерное обеспечение БТК
				0201	9.7	Инженерное обеспечение БТК
				0202	9.7	Инженерное обеспечение БТК

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в тростниковой зоне доля ПДК / мг/м^3	Координаты точек с максимальной приземной конц. в тростниковой зоне	Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
			X/Y	N ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				0203	9.7	Инженерное обеспечение БТК
				0204	9.7	Инженерное обеспечение БТК
				0001	2.7	Технологические установки БТК
				2006	2.5	Наземный терминал нефти
				2007	2.5	Наземный терминал нефти
				0215	2.3	Инженерное обеспечение БТК
				0002	2.2	Технологические установки БТК
				2014	1.4	Наземный терминал нефти
08(33) 0301 0330 0337 1071	Азота диоксид (4) Сера диоксид (516) Углерод оксид (584) Гидроксибензол (155)	0.3560813	9527956/ 5023335	0210	24.2	Инженерное обеспечение БТК
				0212	17	Инженерное обеспечение БТК
				0201	9.9	Инженерное обеспечение БТК
				0202	9.9	Инженерное обеспечение БТК
				0203	9.9	Инженерное обеспечение БТК
				0204	9.9	Инженерное обеспечение БТК
				0001	3.4	Технологические установки БТК
				0002	2.7	Технологические установки БТК
				2006	2.4	Наземный терминал нефти
				2007	2.4	Наземный терминал нефти
				0215	2.2	Инженерное обеспечение БТК
				2014	1.4	Наземный терминал нефти
37(39) 0333 1325	Сероводород (518) Формальдегид (609)	0.0148577	9527956/ 5023335	0210	36.9	Инженерное обеспечение БТК
				0212	26	Инженерное обеспечение БТК
				7010	3.5	Наземный терминал нефти
				0215	3.3	Инженерное обеспечение БТК
				2006	3.2	Наземный терминал нефти
				2007	3.2	Наземный терминал нефти
				2014	1.9	Наземный терминал нефти
				2011	1.8	Наземный терминал нефти
				2010	1.8	Наземный терминал нефти
				7004	1.7	Наземный терминал нефти
				7005	1.7	Наземный терминал нефти
				6204	1.5	Инженерное обеспечение БТК
				6001	1.1	Технологические установки БТК
				6008	1.1	Технологические установки БТК
				6206	1.1	Инженерное обеспечение БТК
				7011	1	Наземный терминал нефти
				6009	0.9	Технологические установки БТК
				7021	0.9	Наземный терминал нефти
				7013	0.8	Наземный терминал нефти
				6203	0.8	Инженерное обеспечение БТК
				7012	0.5	Наземный терминал нефти

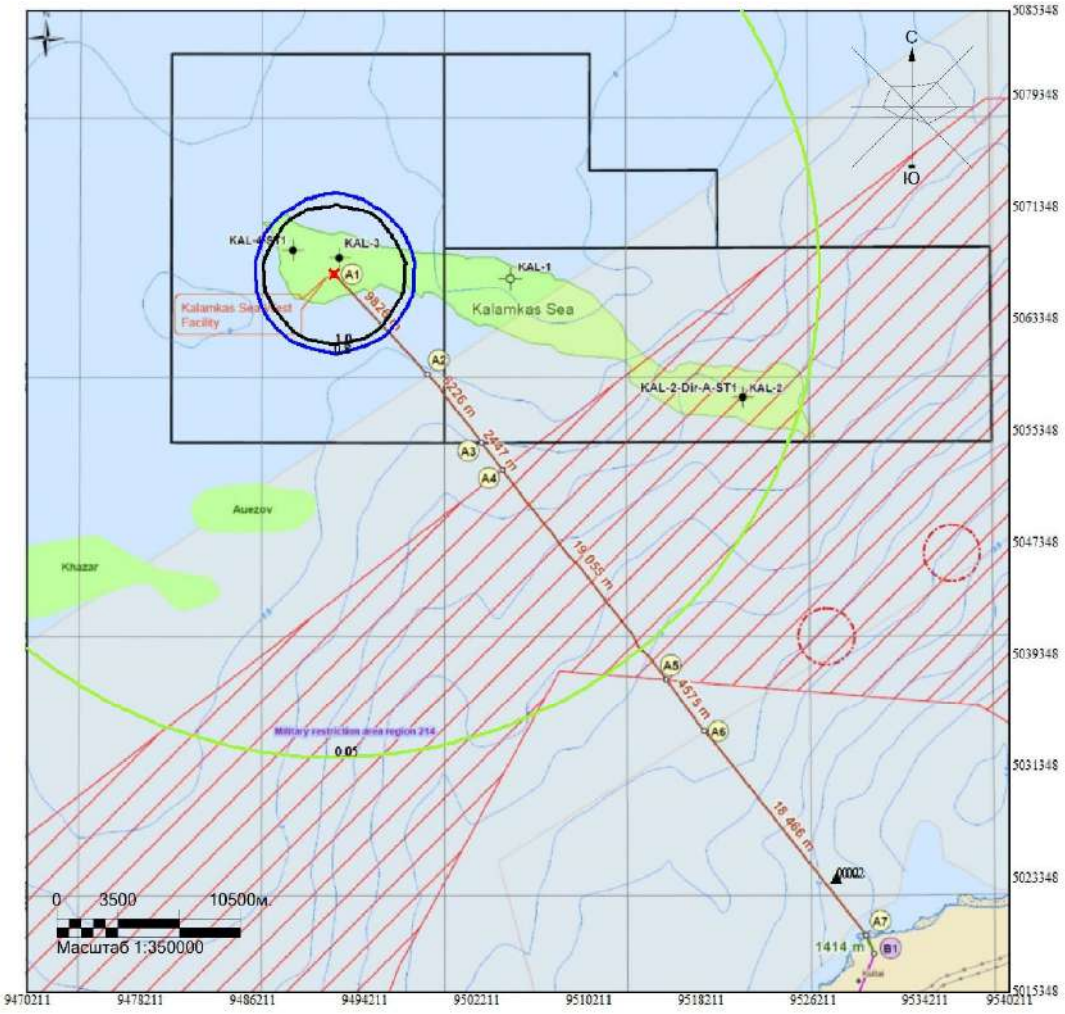
Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в тростниковой зоне доля ПДК / мг/м^3	Координаты точек с максимальной приземной конц. в тростниковой зоне	Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
			X/Y	N ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				7015	0.5	Наземный терминал нефти
40(34) 0330 1071	Сера диоксид (516) Гидроксибензол (155)	0.0562646	9527956/ 5023335	0201	22.1	Инженерное обеспечение БТК
				0202	22.1	Инженерное обеспечение БТК
				0203	22.1	Инженерное обеспечение БТК
				0204	22.1	Инженерное обеспечение БТК
				0210	6.4	Инженерное обеспечение БТК
				0212	4.1	Инженерное обеспечение БТК
42(28) 0322 0330	Серная кислота (517) Сера диоксид (516)	0.0562391	9527956/ 5023335	0201	22.1	Инженерное обеспечение БТК
				0202	22.1	Инженерное обеспечение БТК
				0203	22.1	Инженерное обеспечение БТК
				0204	22.1	Инженерное обеспечение БТК
				0210	6.4	Инженерное обеспечение БТК
				0212	4.1	Инженерное обеспечение БТК
44(30) 0330 0333	Сера диоксид (516) Сероводород (518)	0.0571961	9527956/ 5023335	0201	21.7	Инженерное обеспечение БТК
				0202	21.7	Инженерное обеспечение БТК
				0203	21.7	Инженерное обеспечение БТК
				0204	21.7	Инженерное обеспечение БТК
				0210	6.3	Инженерное обеспечение БТК
				0212	4	Инженерное обеспечение БТК

Примечание: X/Y=/* - расчеты не проводились. Расчетная концентрация принята на уровне максимально возможной (теоретически)*

ПРИЛОЖЕНИЕ 4.2
КАРТЫ ИЗОЛИНИЙ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРЕ

Результаты расчета рассеивания МТК

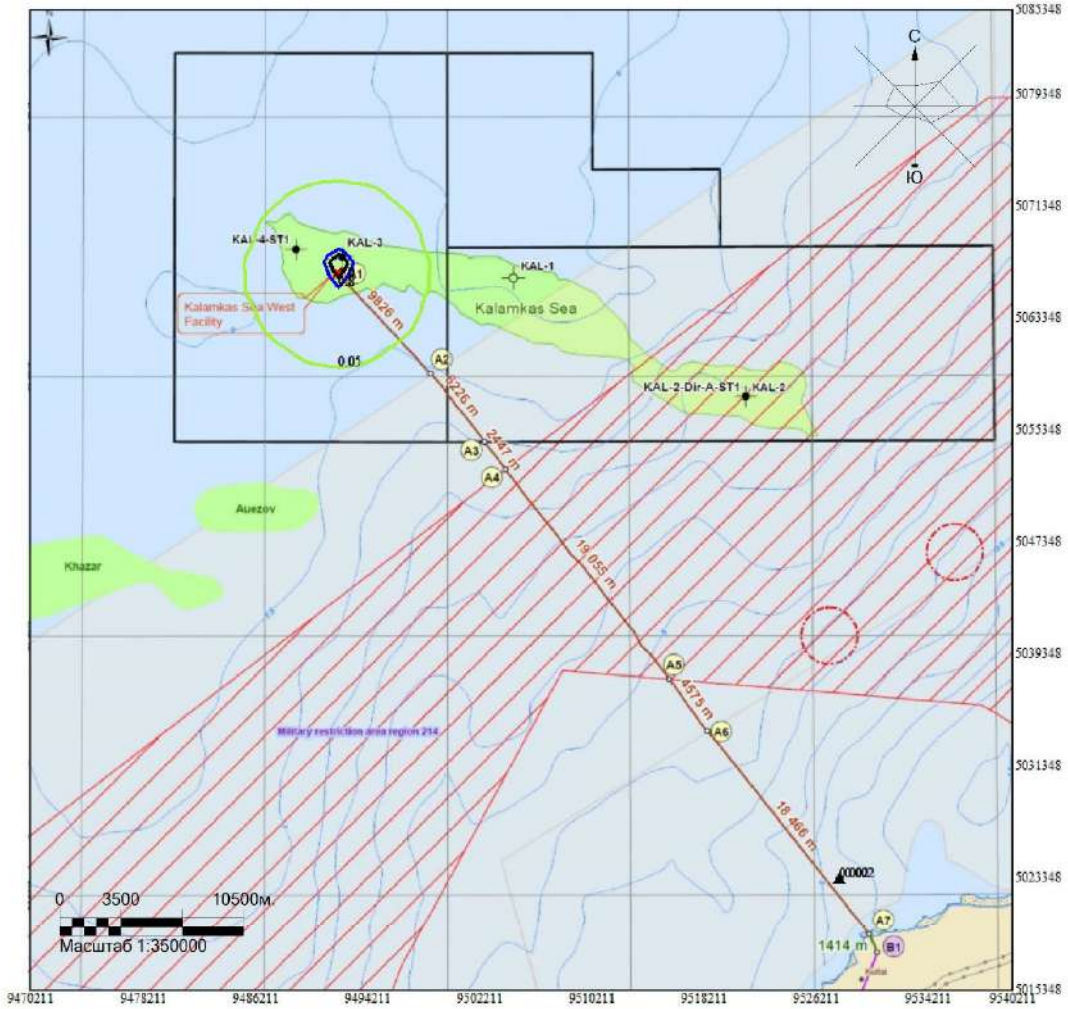
Город : 006 м/с Кулалы
Объект : 0001 МТК Месторождения Каламкас море. Варианты 1,2 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0301 Азота диоксид (4)



Макс концентрация 16.5280094 ПДК достигается в точке x= 9492211 y= 5067348
При опасном направлении 186° и опасной скорости ветра 6.7 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
МТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК
0.8 ПДК
1.0 ПДК

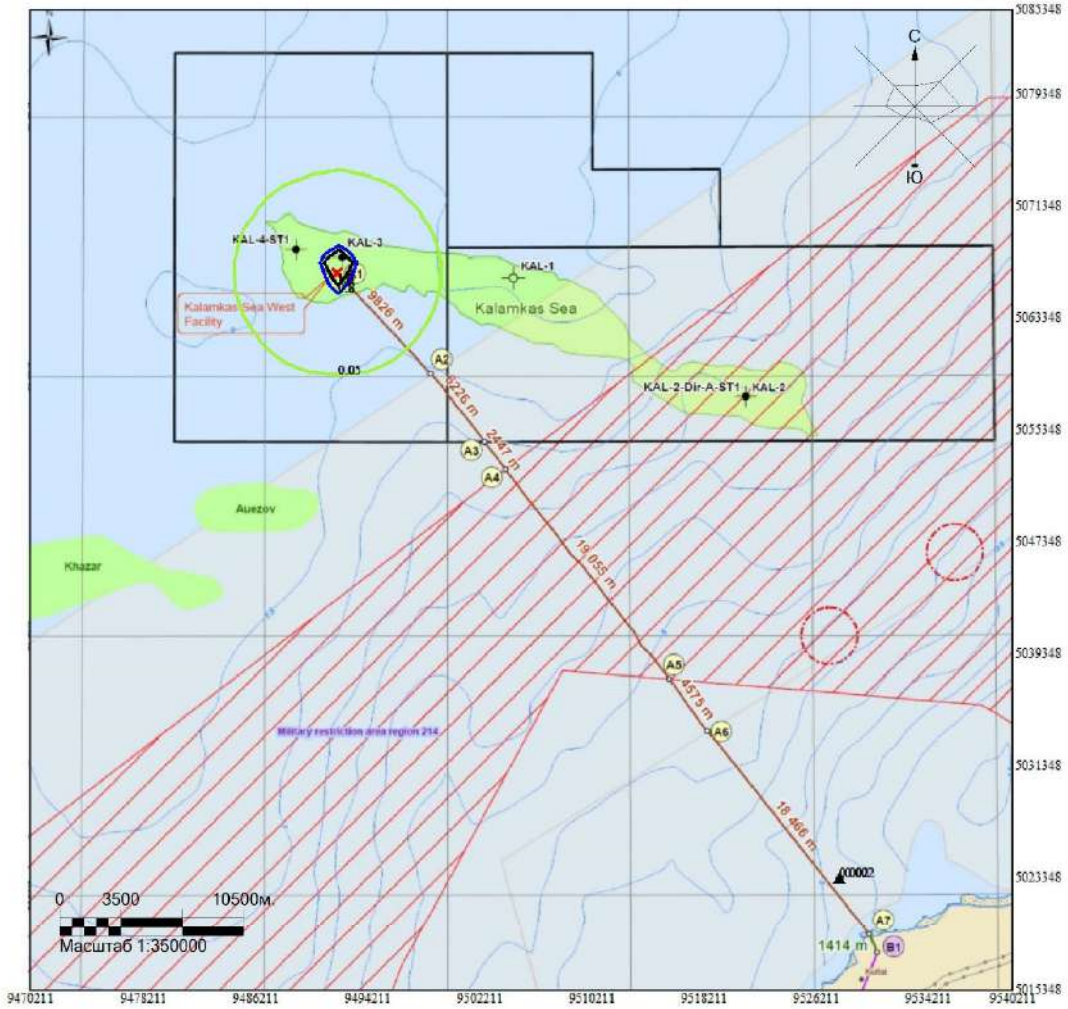
Город : 006 м/с Кулалы
Объект : 0001 МТК Месторождения Каламкас море. Варианты 1,2 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0304 Азота оксид (6)



Макс концентрация 1.3409224 ПДК достигается в точке x= 9492211 y= 5067348
При опасном направлении 186° и опасной скорости ветра 6.63 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
МТК

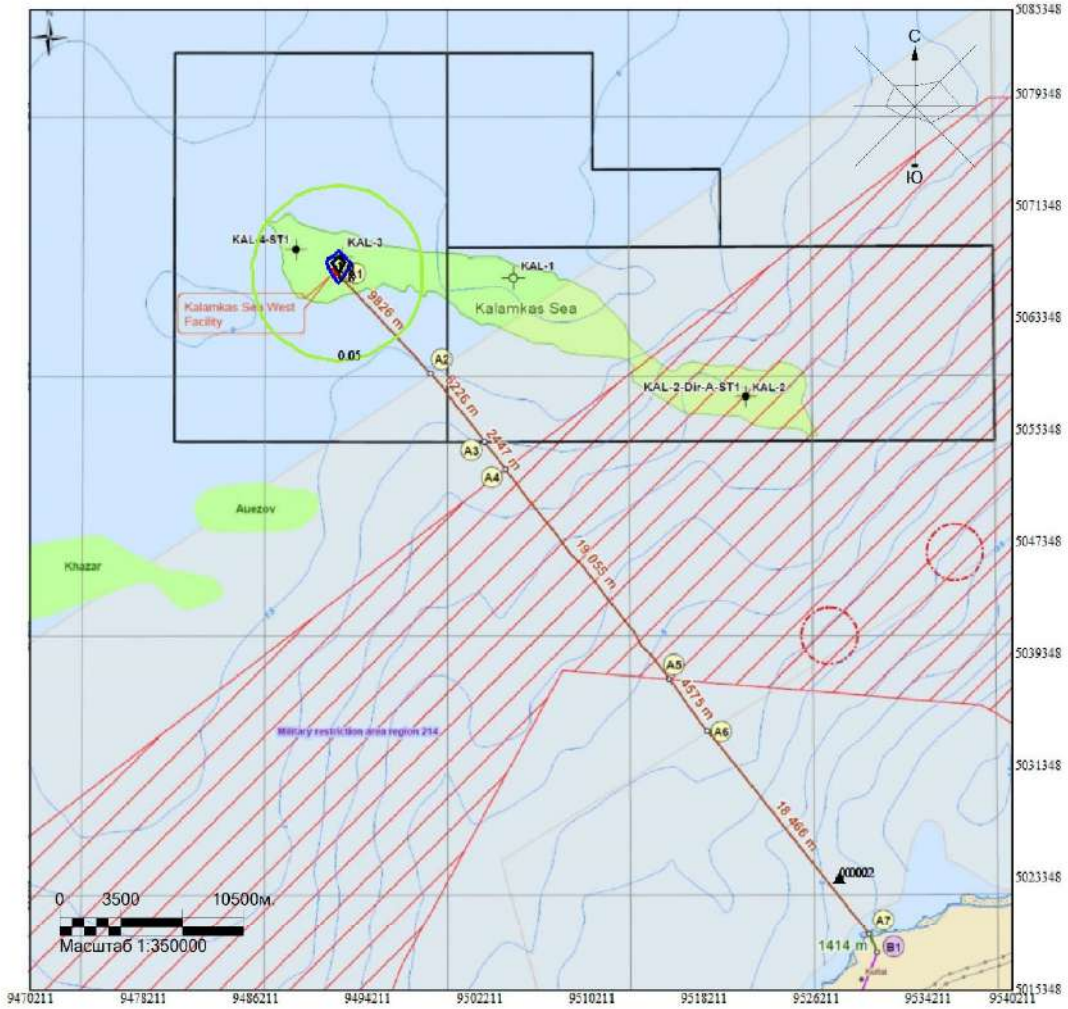
Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК
0.8 ПДК
1.0 ПДК

Город : 006 м/с Кулалы
Объект : 0001 МТК Месторождения Каламкас море. Варианты 1,2 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0328 Сажа (583)



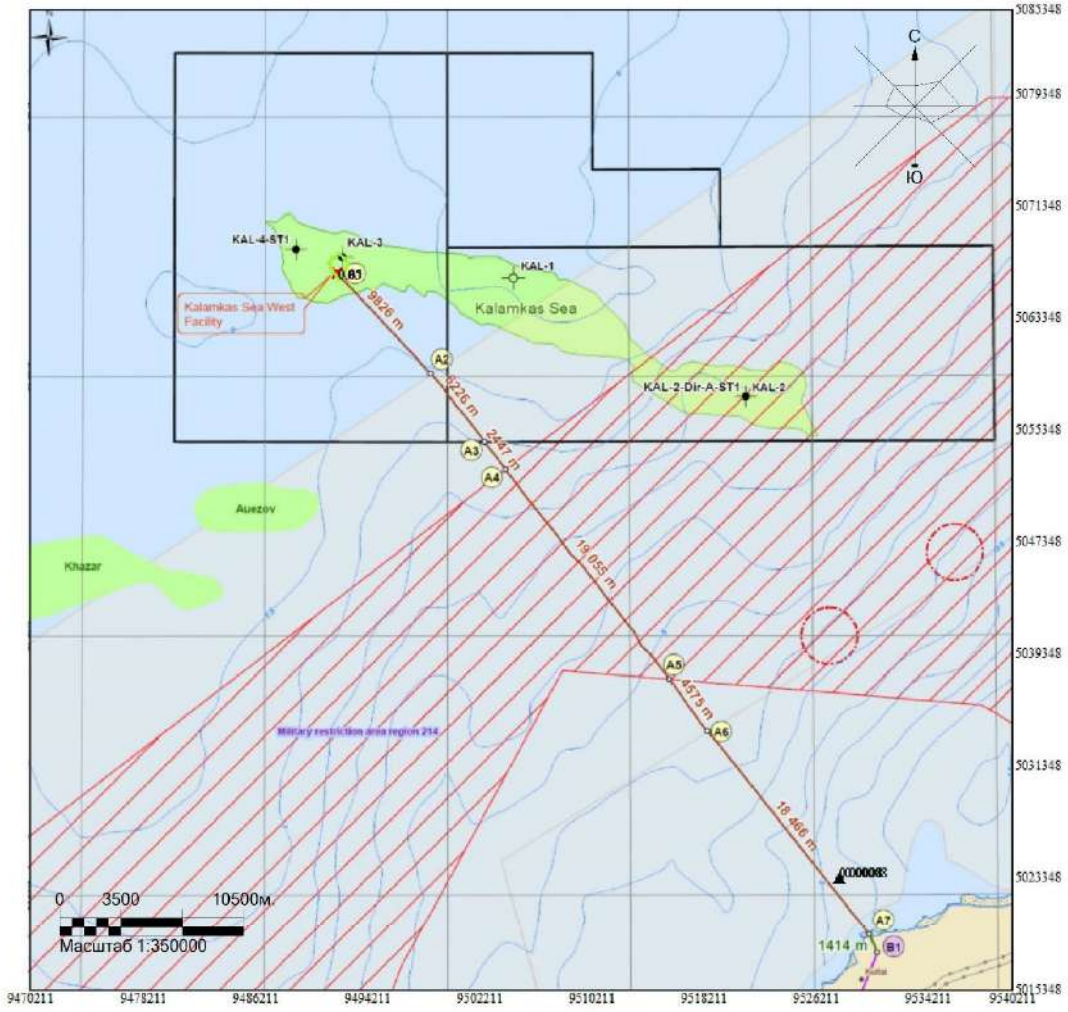
Макс концентрация 1.6198779 ПДК достигается в точке x= 9492211 y= 5067348
При опасном направлении 186° и опасной скорости ветра 7.78 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
МТК

Город : 006 м/с Кулалы
Объект : 0001 МТК Месторождения Каламкас море. Варианты 1,2 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0330 Сера диоксид (516)



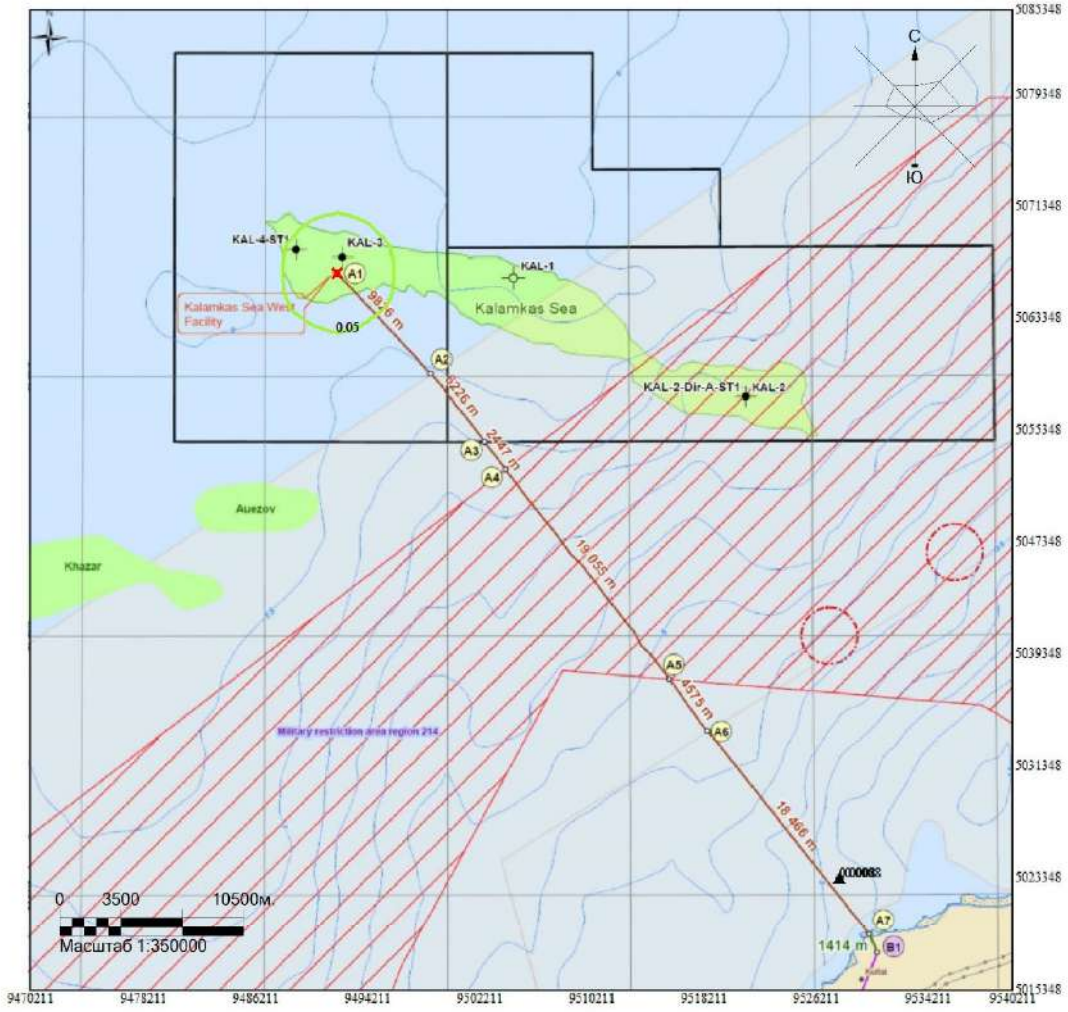
Макс концентрация 1.2053276 ПДК достигается в точке x= 9492211 y= 5067348
При опасном направлении 186° и опасной скорости ветра 6.63 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
МТК

Город : 006 м/с Кулалы
Объект : 0001 МТК Месторождения Каламкас море. Варианты 1,2 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0333 Сероводород (518)



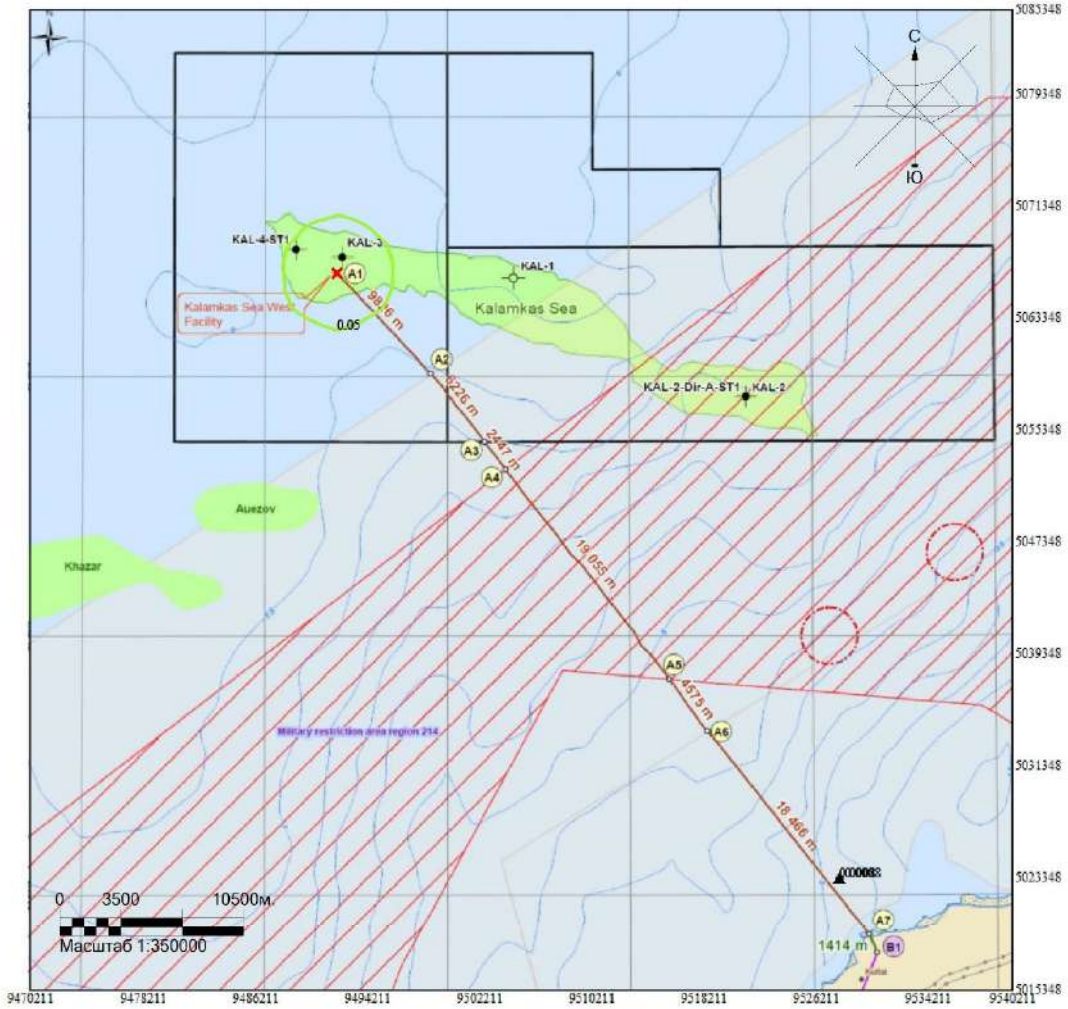
Макс концентрация 0.067585 ПДК достигается в точке x= 9492211 y= 5067348
При опасном направлении 186° и опасной скорости ветра 8 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
МТК

Город : 006 м/с Кулалы
Объект : 0001 МТК Месторождения Каламкас море. Варианты 1,2 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0337 Углерод оксид (584)



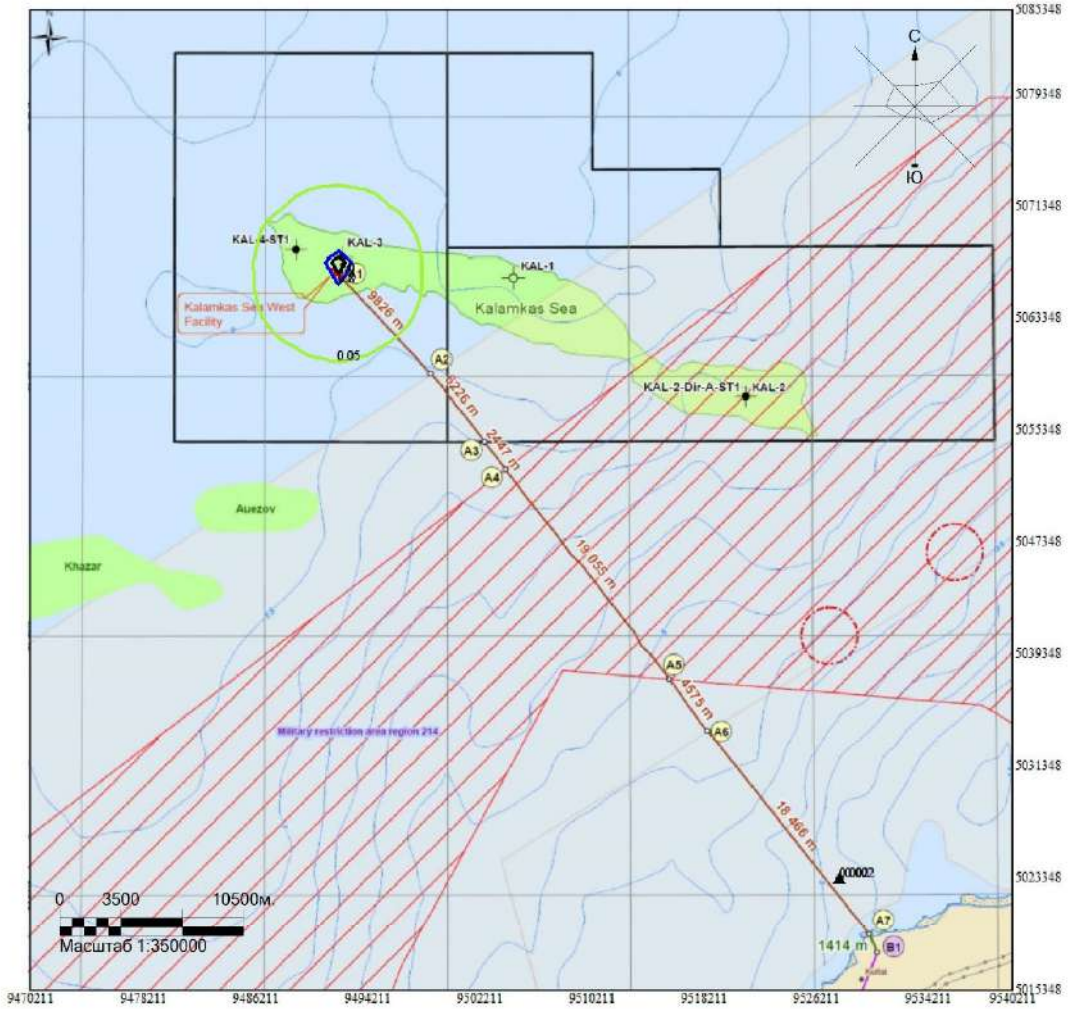
Макс концентрация 0.6132732 ПДК достигается в точке x= 9492211 y= 5067348
При опасном направлении 186° и опасной скорости ветра 6.78 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
МТК

Город : 006 м/с Кулалы
Объект : 0001 МТК Месторождения Каламкас море. Варианты 1,2 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0703 Бенз/а/пирен (54)



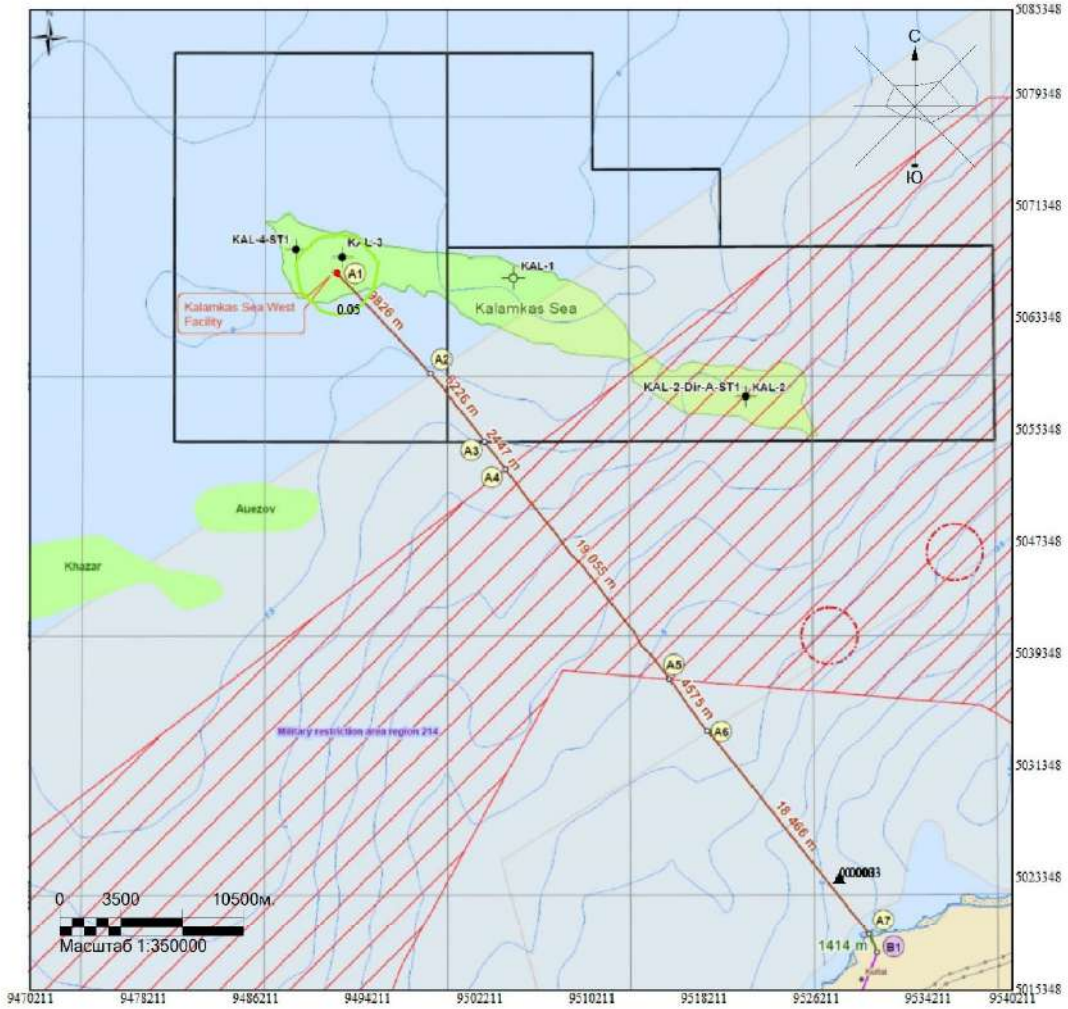
Макс концентрация 0.5655041 ПДК достигается в точке x= 9492211 y= 5067348
При опасном направлении 186° и опасной скорости ветра 6.9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
МТК

Город : 006 м/с Кулалы
Объект : 0001 МТК Месторождения Каламкас море. Варианты 1,2 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
1325 Формальдегид (609)



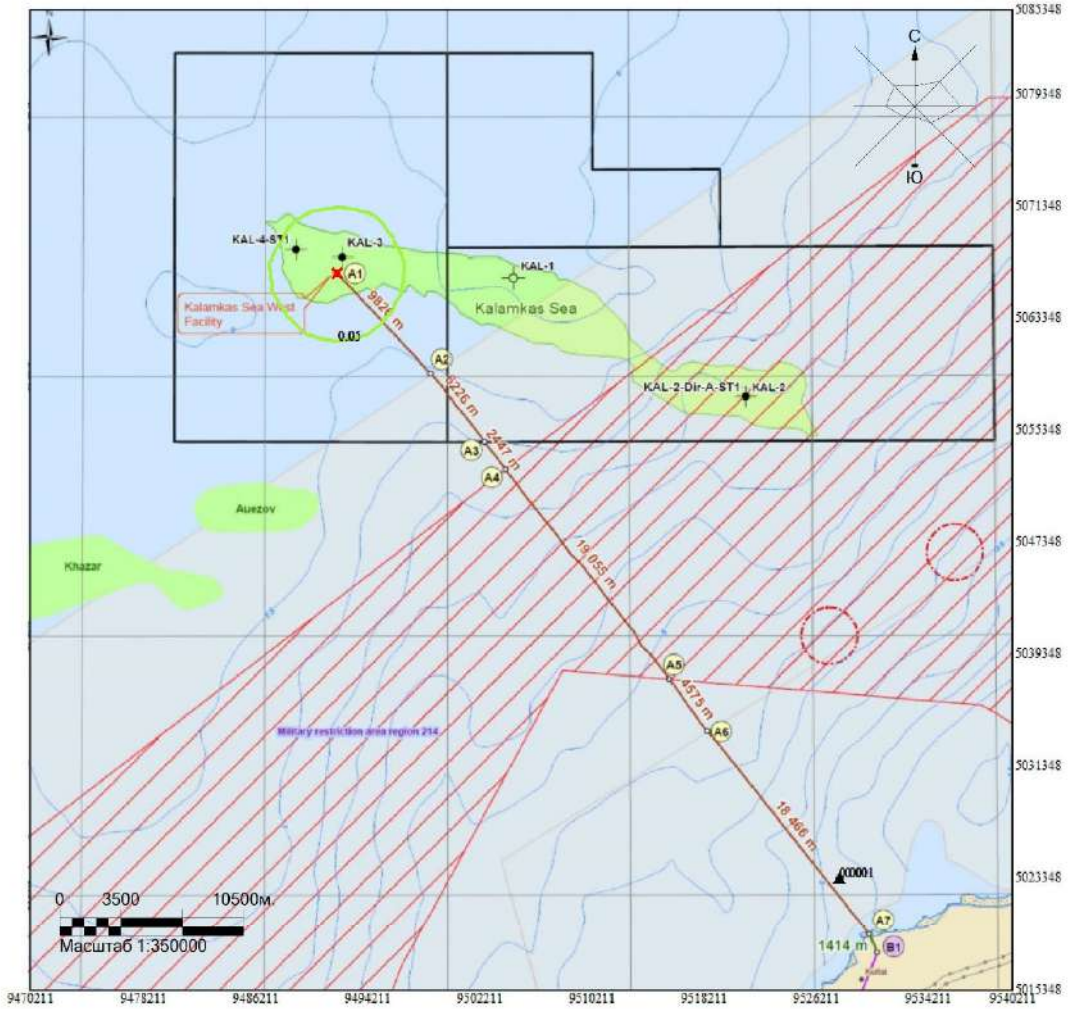
Макс концентрация 1.2273211 ПДК достигается в точке x= 9492211 y= 5067348
При опасном направлении 186° и опасной скорости ветра 6.83 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
МТК

Город : 006 м/с Кулалы
Объект : 0001 МТК Месторождения Каламкас море. Варианты 1,2 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
1728 Этилмеркаптан (668)



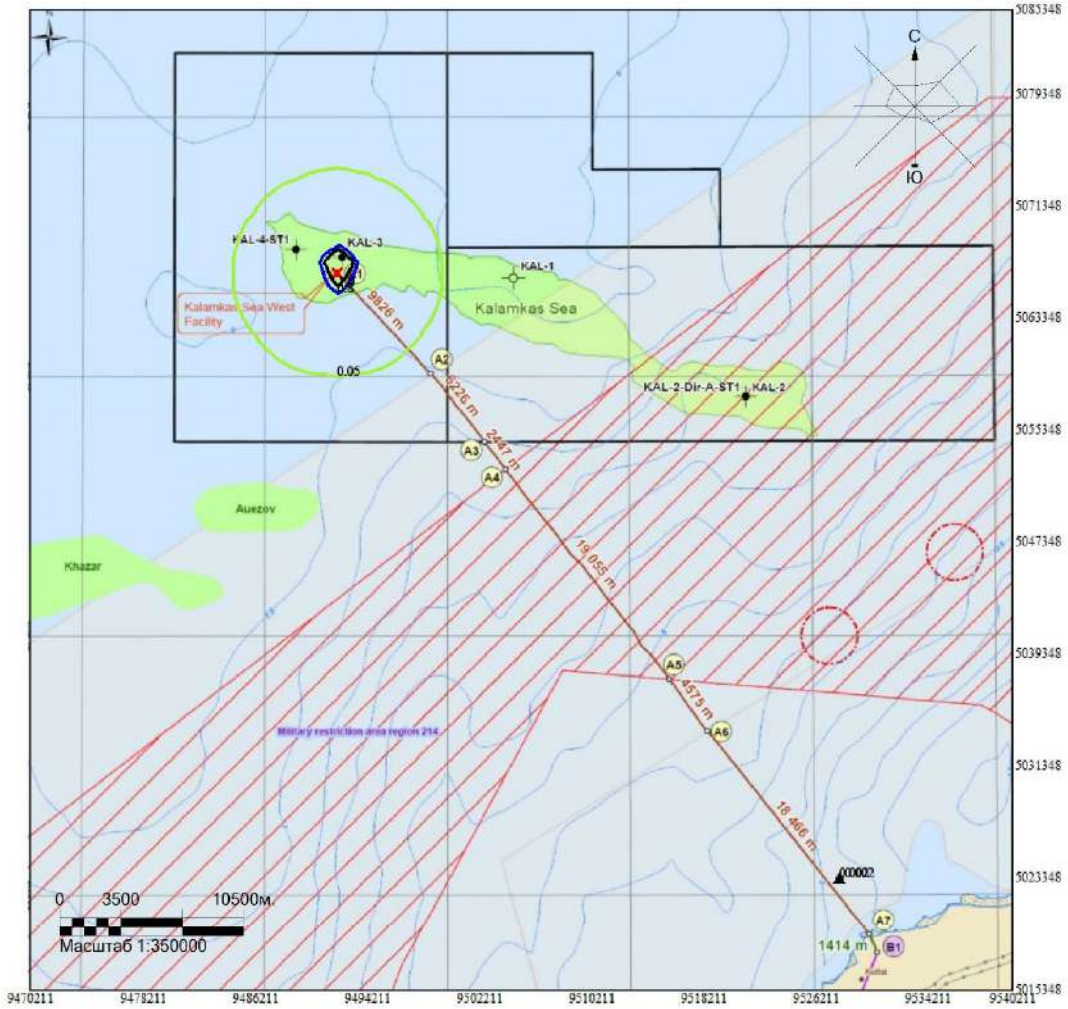
Макс концентрация 0.3101965 ПДК достигается в точке x= 9492211 y= 5067348
При опасном направлении 186° и опасной скорости ветра 8.34 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
МТК

Город : 006 м/с Кулалы
Объект : 0001 МТК Месторождения Каламкас море. Варианты 1,2 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
2735 Масло минеральное (716*)



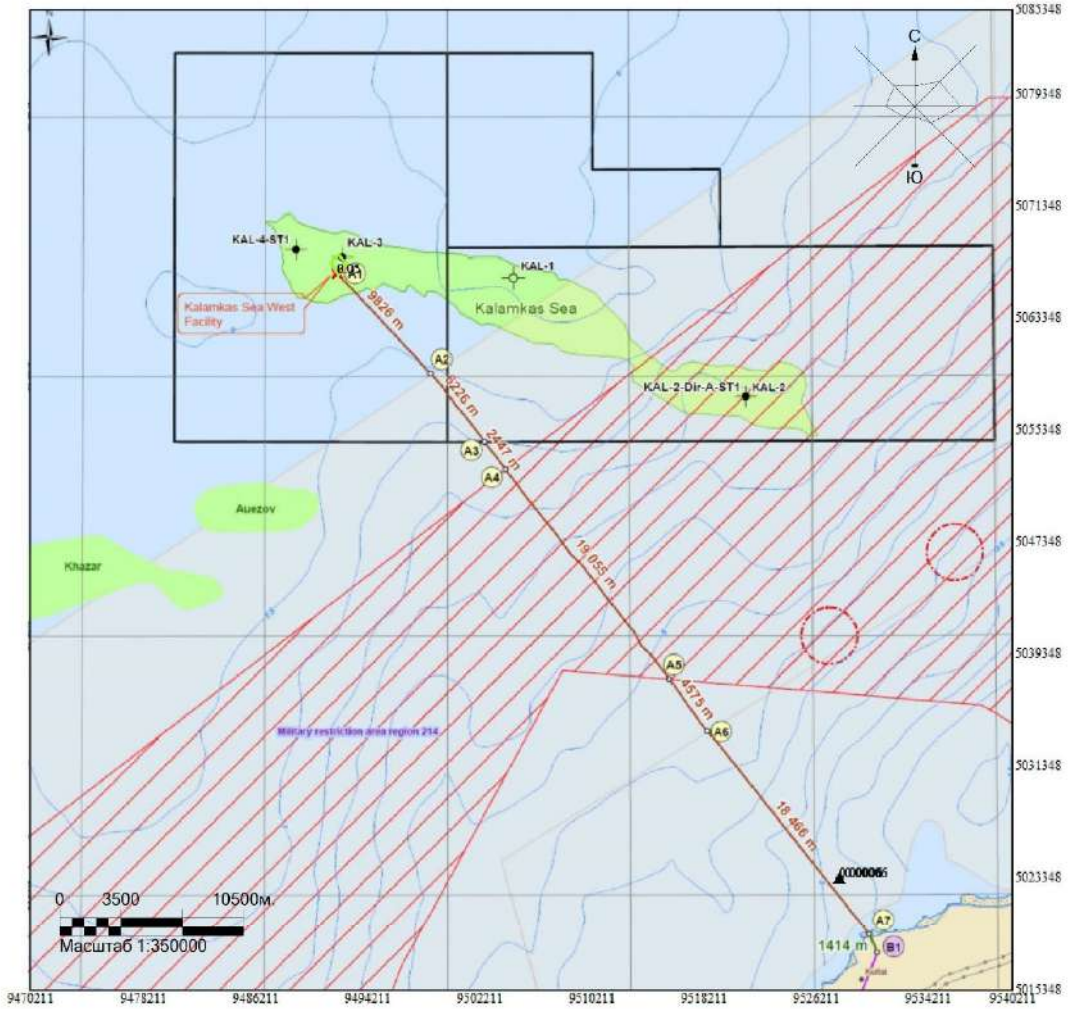
Макс концентрация 0.7413607 ПДК достигается в точке x= 9492211 y= 5067348
При опасном направлении 186° и опасной скорости ветра 7.06 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
МТК

Город : 006 м/с Кулалы
Объект : 0001 МТК Месторождения Каламкас море. Варианты 1,2 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
2754 Углеводороды пр. С12-С19 (10)



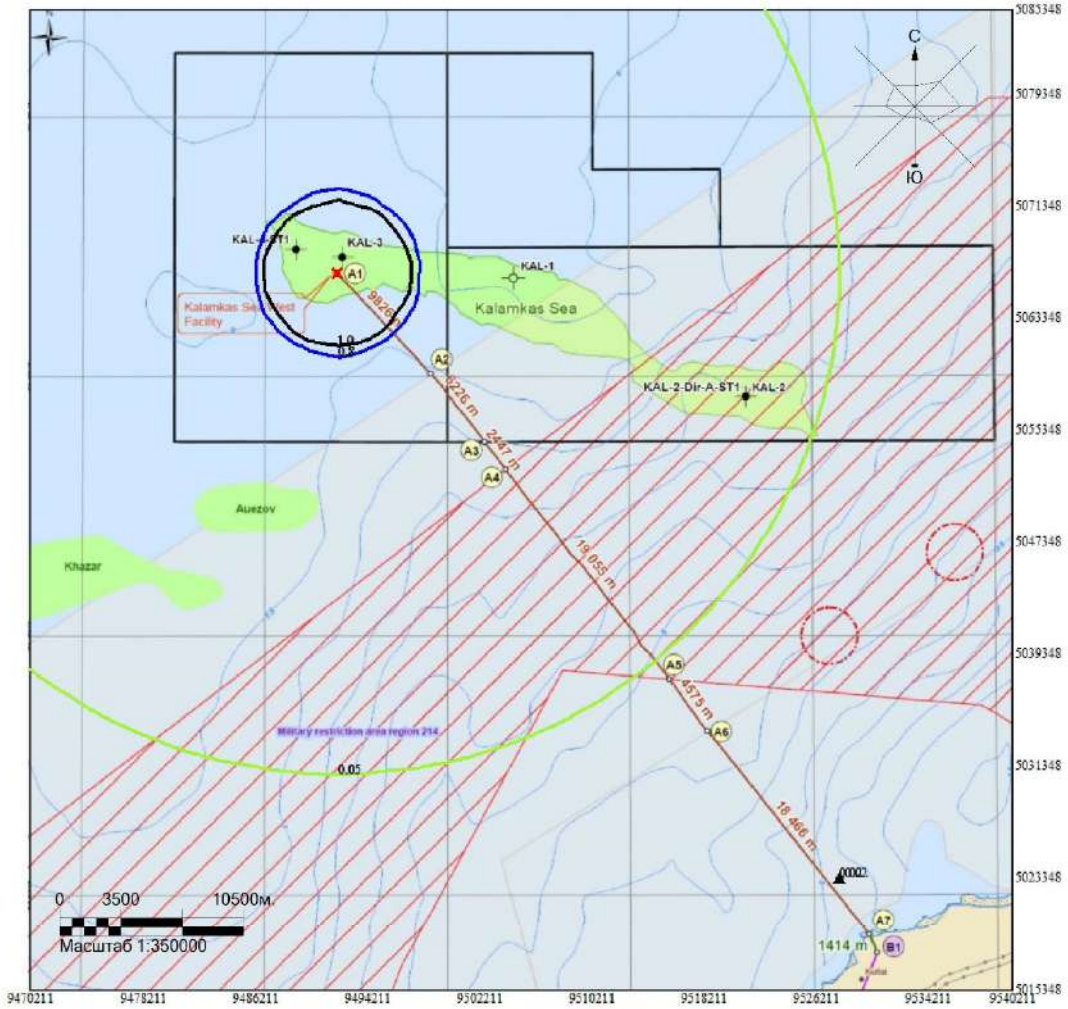
Макс концентрация 1.6436124 ПДК достигается в точке x= 9492211 y= 5067348
При опасном направлении 186° и опасной скорости ветра 6.88 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
МТК

Город : 006 м/с Кулалы
Объект : 0001 МТК Месторождения Каламкас море. Варианты 1,2 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
2902 Взвешенные частицы (116)



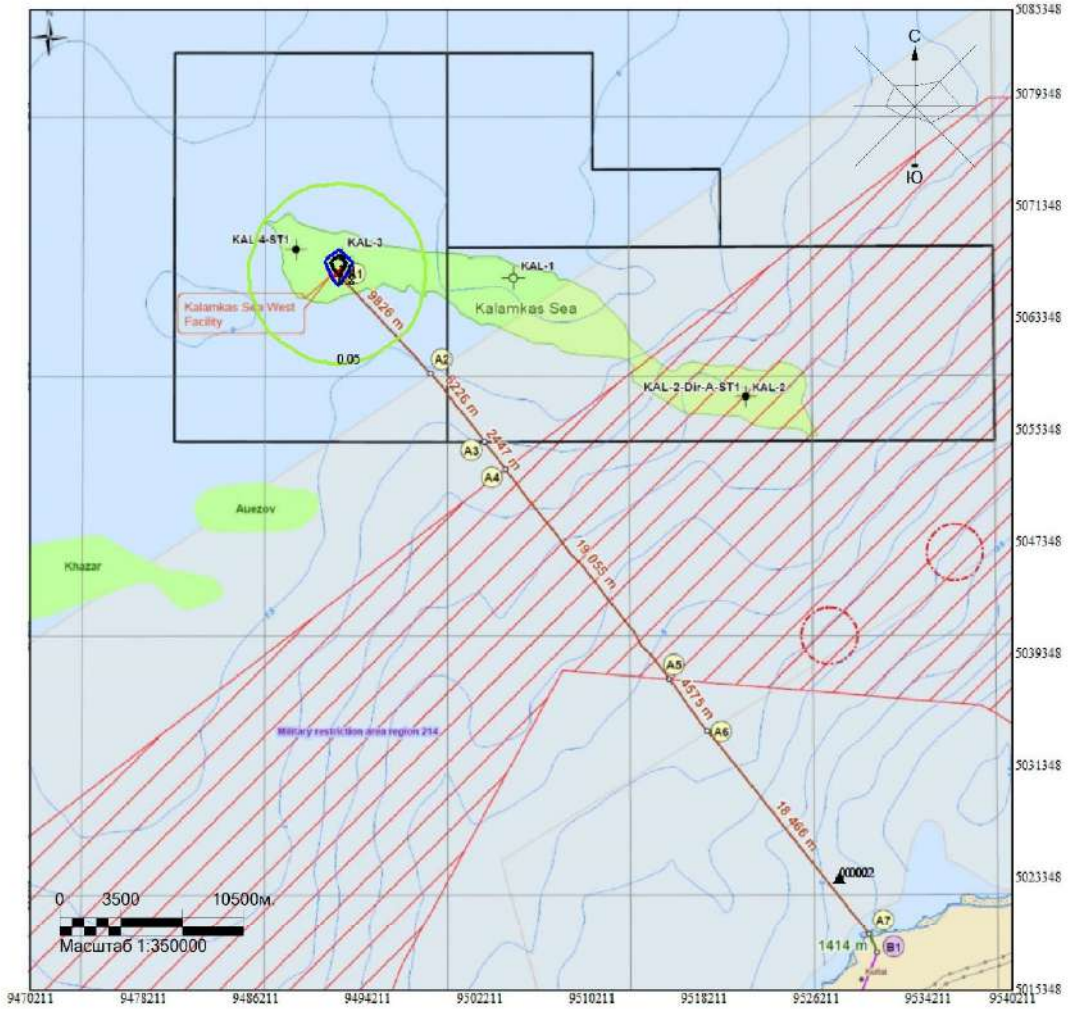
Макс концентрация 0.0635859 ПДК достигается в точке x= 9492211 y= 5067348
При опасном направлении 186° и опасной скорости ветра 8.12 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
МТК

Город : 006 м/с Кулалы
Объект : 0001 МТК Месторождения Каламкас море. Варианты 1,2 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
__24 0301+0326+1325



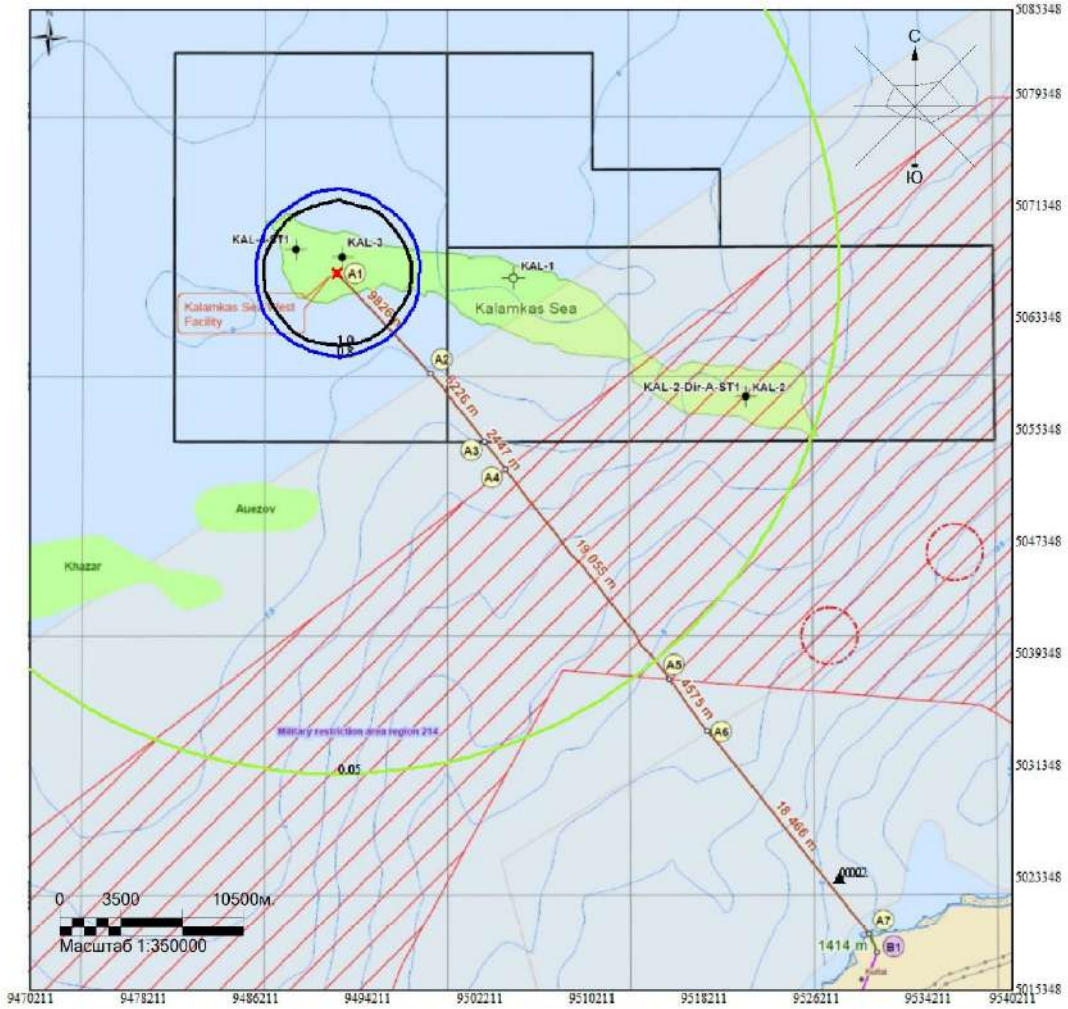
Макс концентрация 17.7550926 ПДК достигается в точке x= 9492211 y= 5067348
При опасном направлении 186° и опасной скорости ветра 6.65 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
МТК

Город : 006 м/с Кулалы
Объект : 0001 МТК Месторождения Каламкас море. Варианты 1,2 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
__30 0330+0333



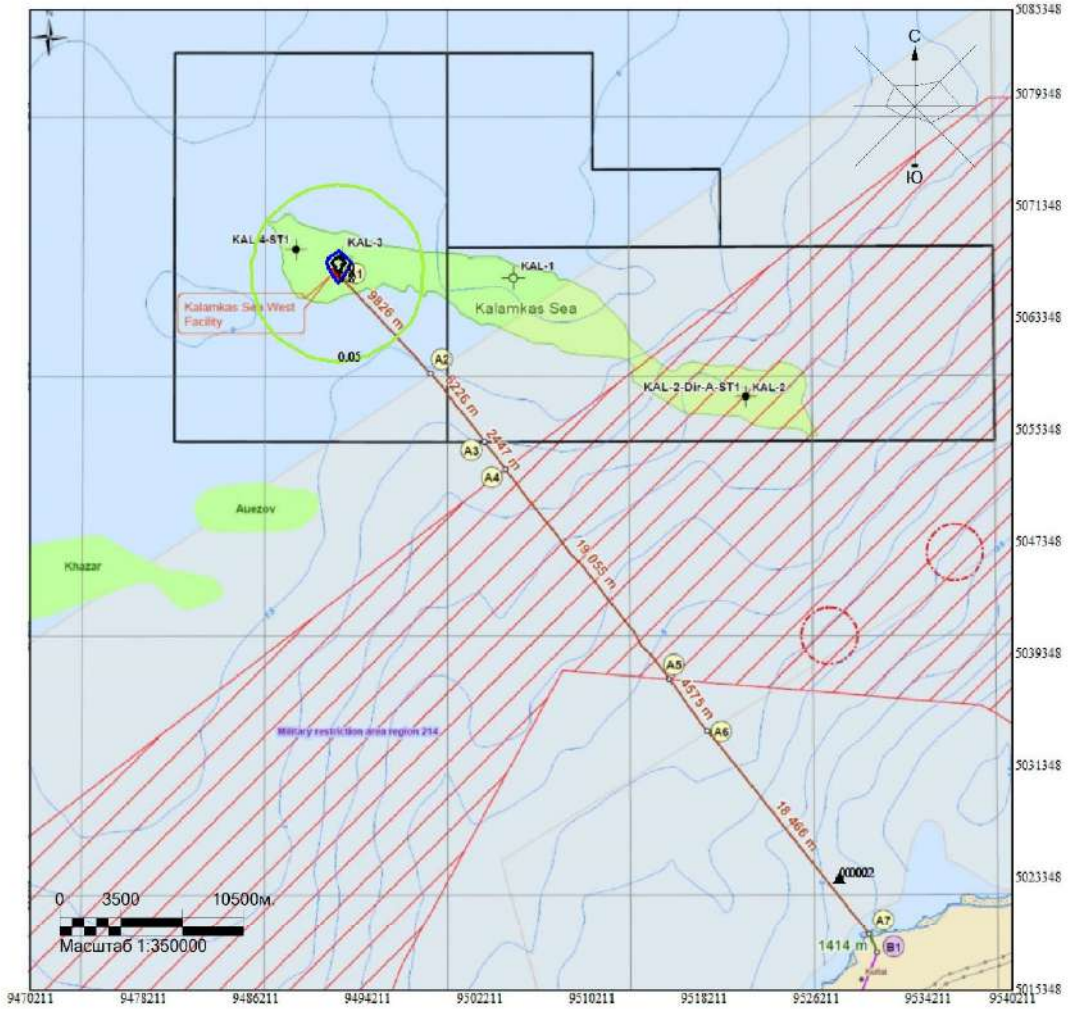
Макс концентрация 1.2723242 ПДК достигается в точке x= 9492211 y= 5067348
При опасном направлении 186° и опасной скорости ветра 6.75 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
МТК

Город : 006 м/с Кулалы
Объект : 0001 МТК Месторождения Каламкас море. Варианты 1,2 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
__31 0301+0330



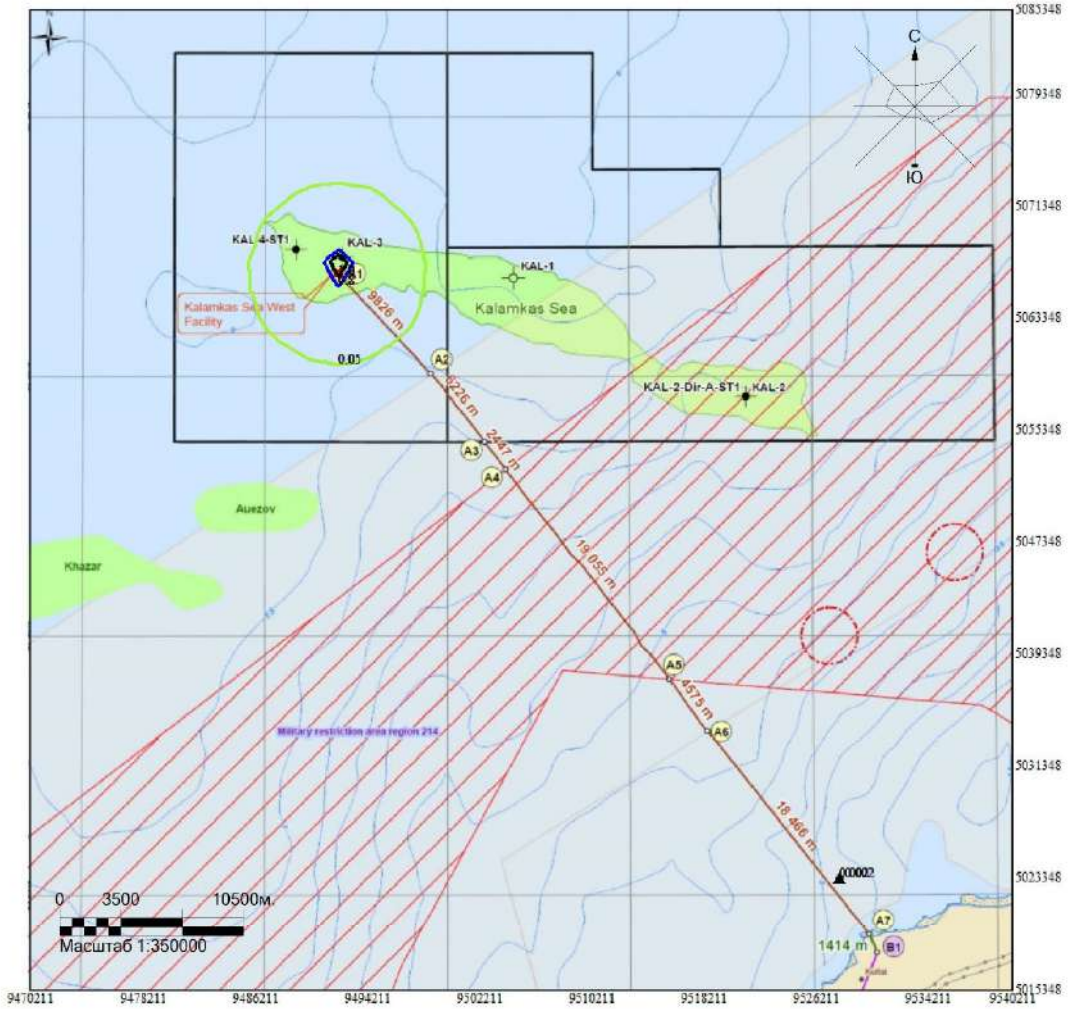
Макс концентрация 17.7333279 ПДК достигается в точке x= 9492211 y= 5067348
При опасном направлении 186° и опасной скорости ветра 6.7 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
МТК

Город : 006 м/с Кулалы
Объект : 0001 МТК Месторождения Каламкас море. Варианты 1,2 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
__35 0330+0342



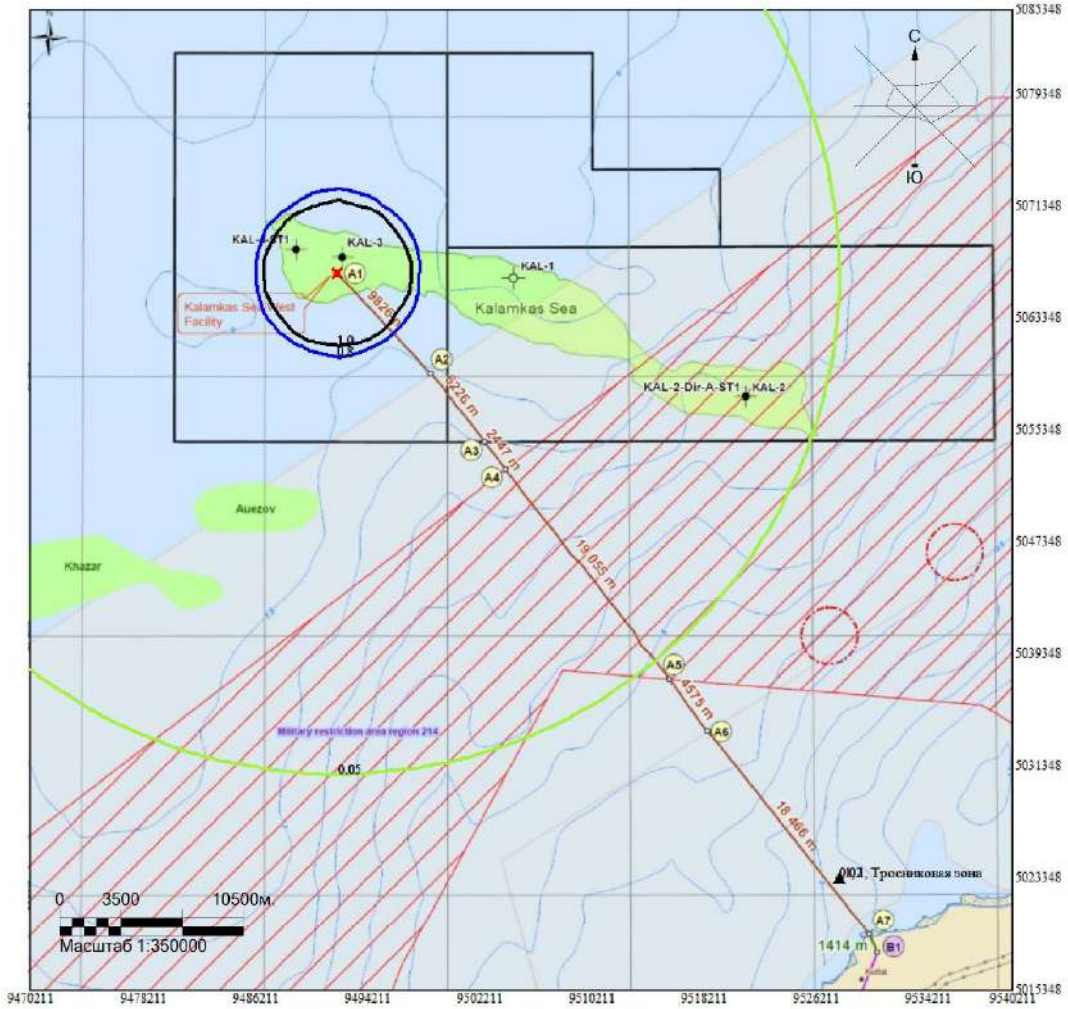
Макс концентрация 1.2226245 ПДК достигается в точке x= 9492211 y= 5067348
При опасном направлении 186° и опасной скорости ветра 6.7 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
МТК

Город : 006 м/с Кулалы
Объект : 0001 МТК Месторождения Каламкас море. Варианты 1,2 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
__39 0333+1325



Макс концентрация 1.2944739 ПДК достигается в точке x= 9492211 y= 5067348
При опасном направлении 186° и опасной скорости ветра 6.86 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
МТК

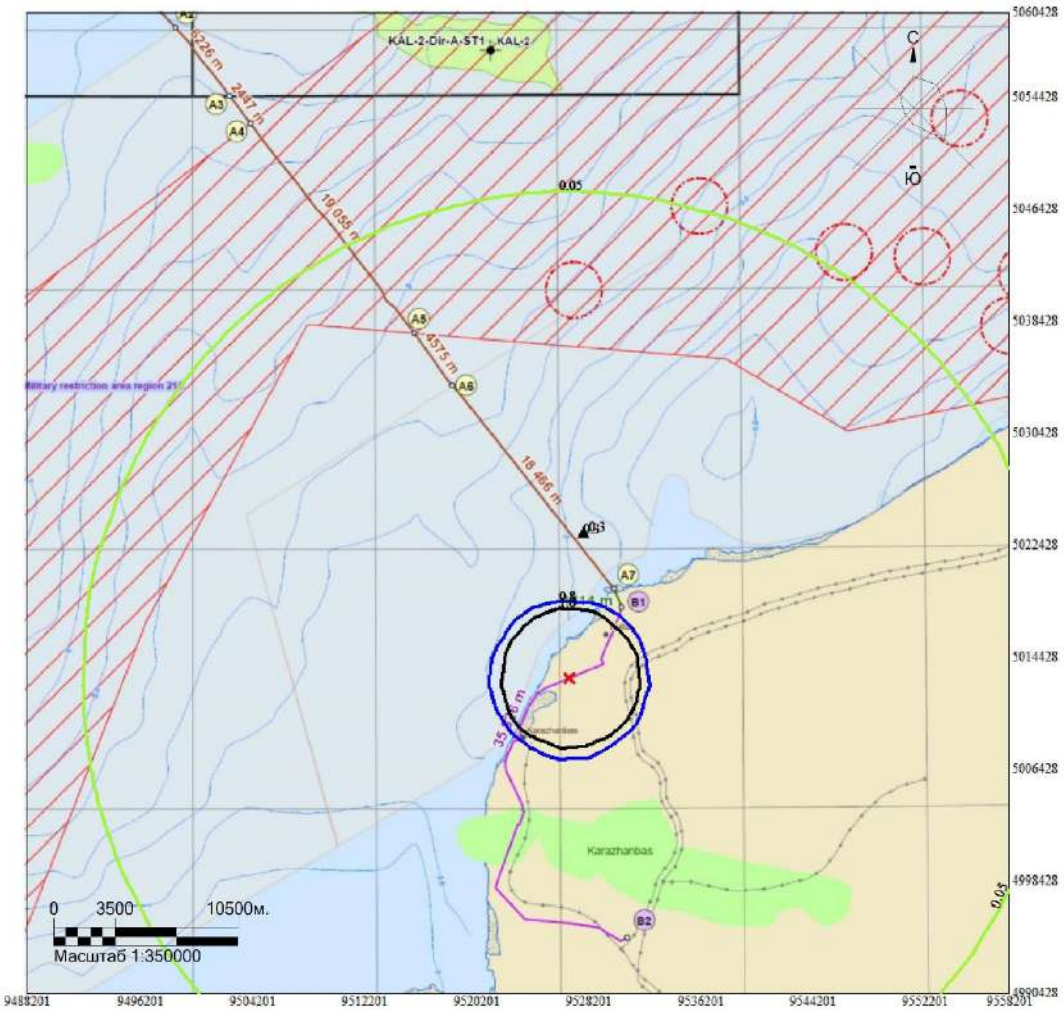
Город : 006 м/с Кулалы
Объект : 0001 МТК Месторождения Каламкас море. Варианты 1,2 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
__OV Граница области воздействия по МРК-2014



Макс концентрация 17.7550926 ПДК достигается в точке x= 9492211 y= 5067348
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
Граница области воздействия по МРК-2014

Результаты расчета рассеивания БТК

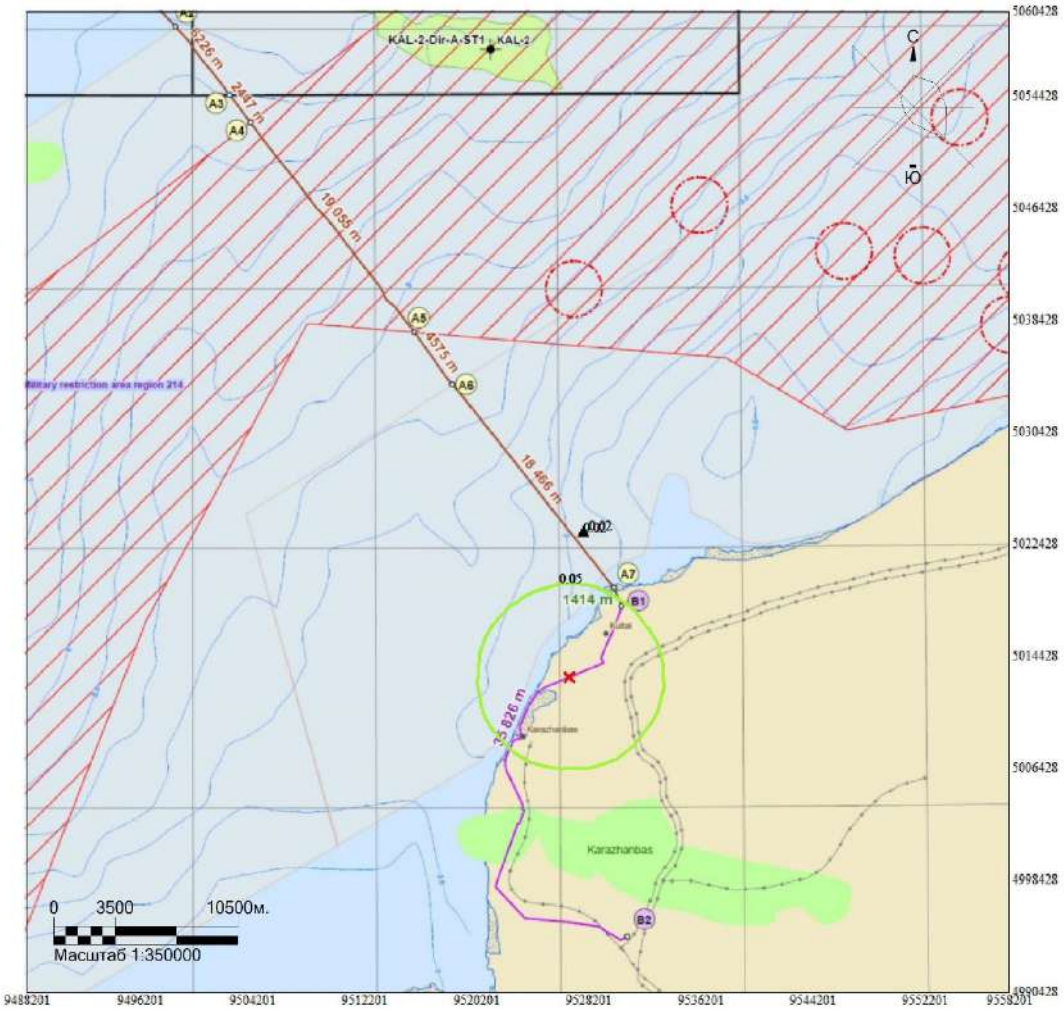
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0301 Азота диоксид (4)



Макс концентрация 8.4182663 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 8.37 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК
0.8 ПДК
1.0 ПДК

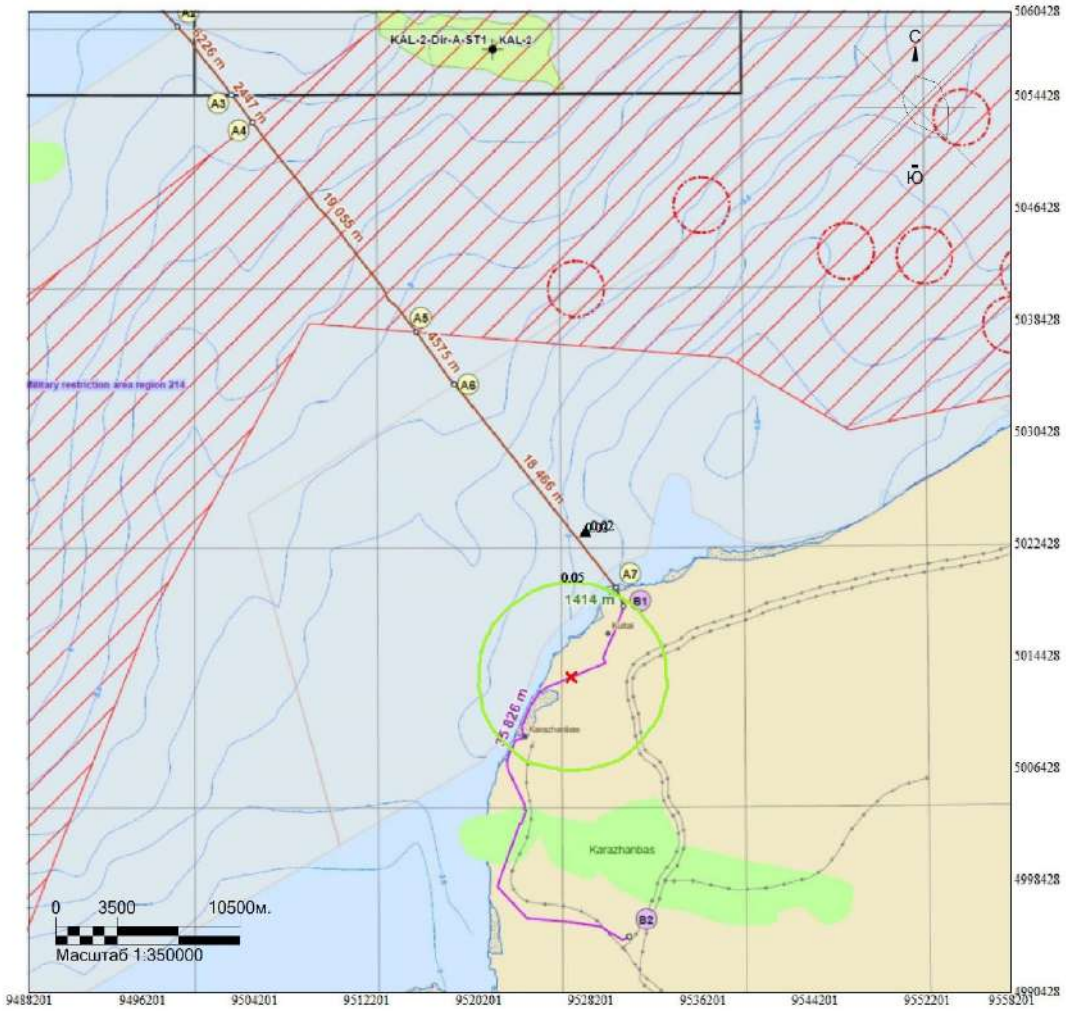
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0304 Азота оксид (6)



Макс концентрация 0.6839842 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 8.37 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК

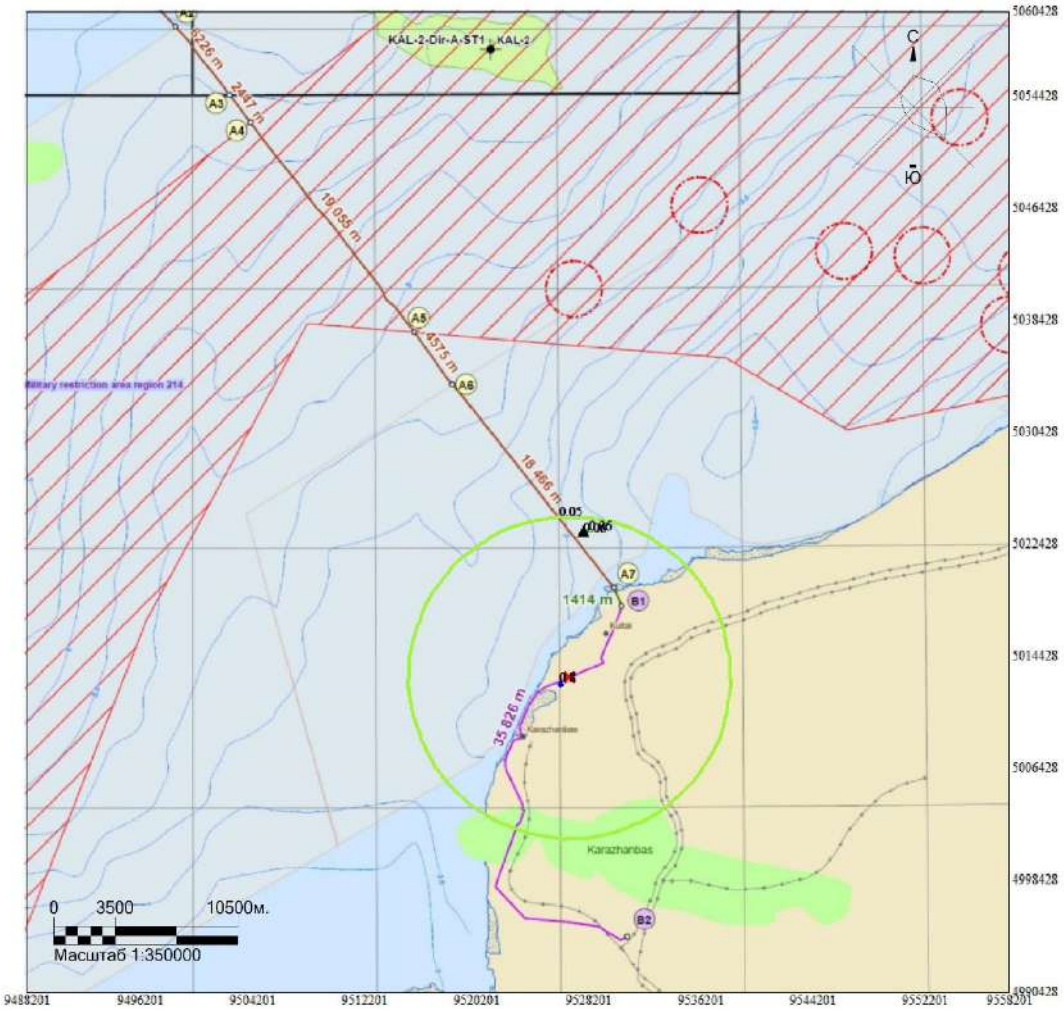
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0328 Сажа (583)



Макс концентрация 0.7292375 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 8.28 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК

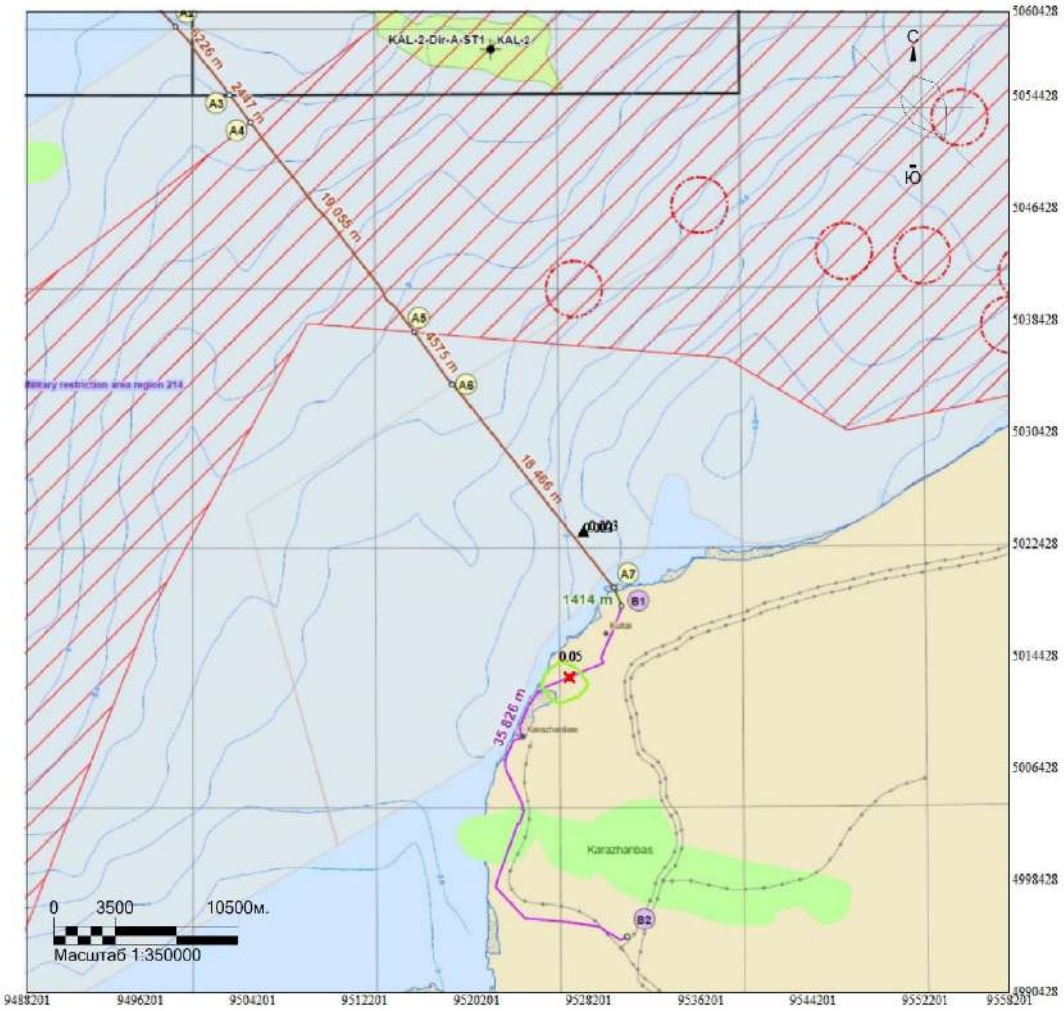
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0330 Сера диоксид (516)



Макс концентрация 0.8170465 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 11.35 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК
0.8 ПДК

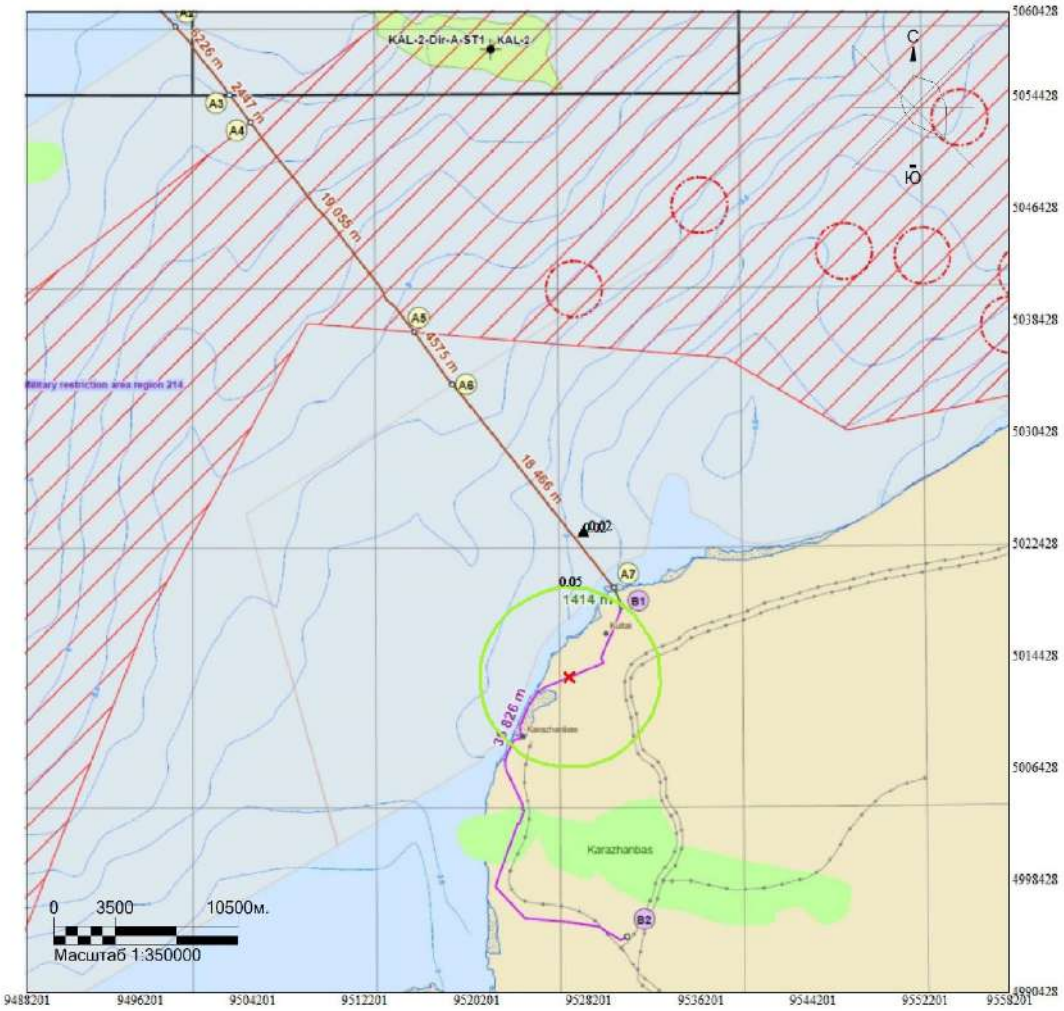
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0333 Сероводород (518)



Макс концентрация 0.1141691 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 14 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК

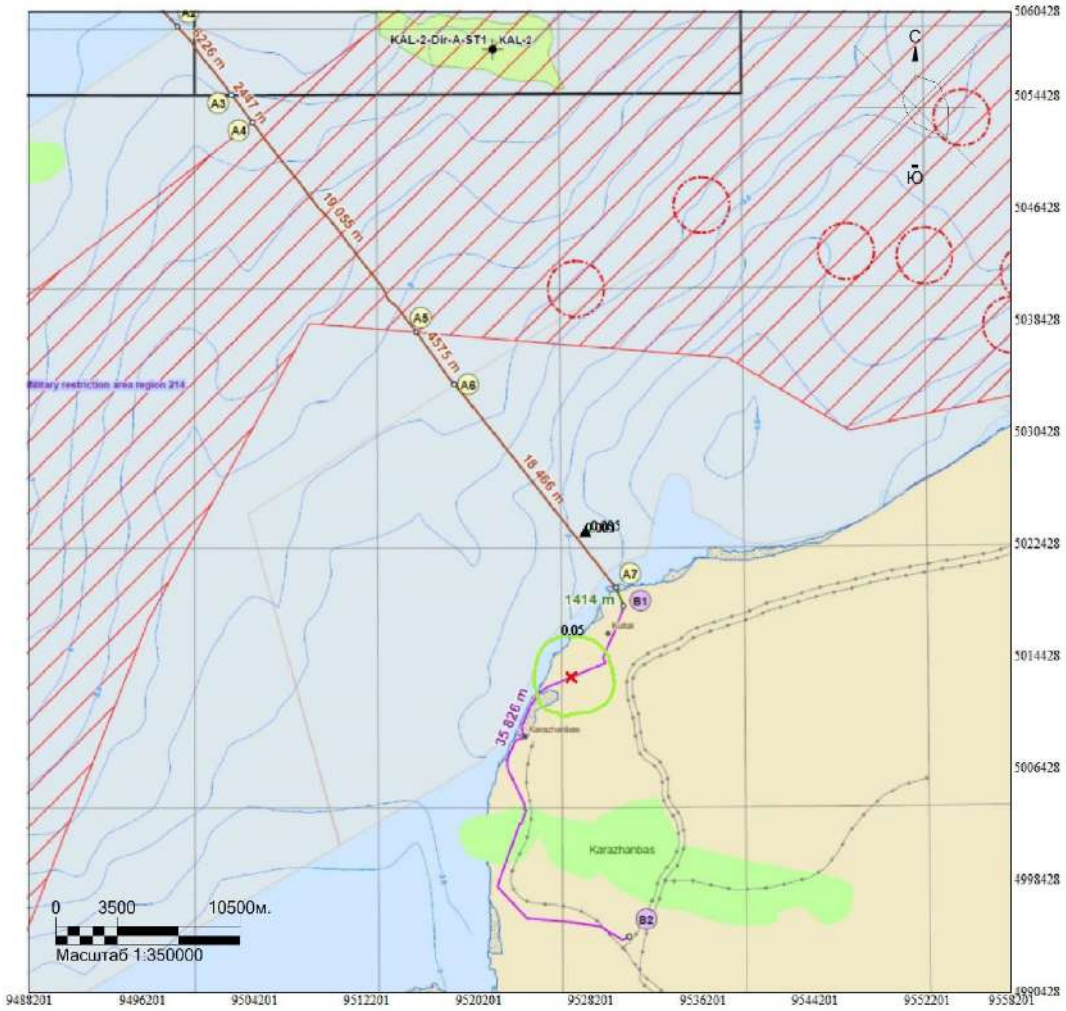
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0337 Углерод оксид (584)



Макс концентрация 0.3679334 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 10.46 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК

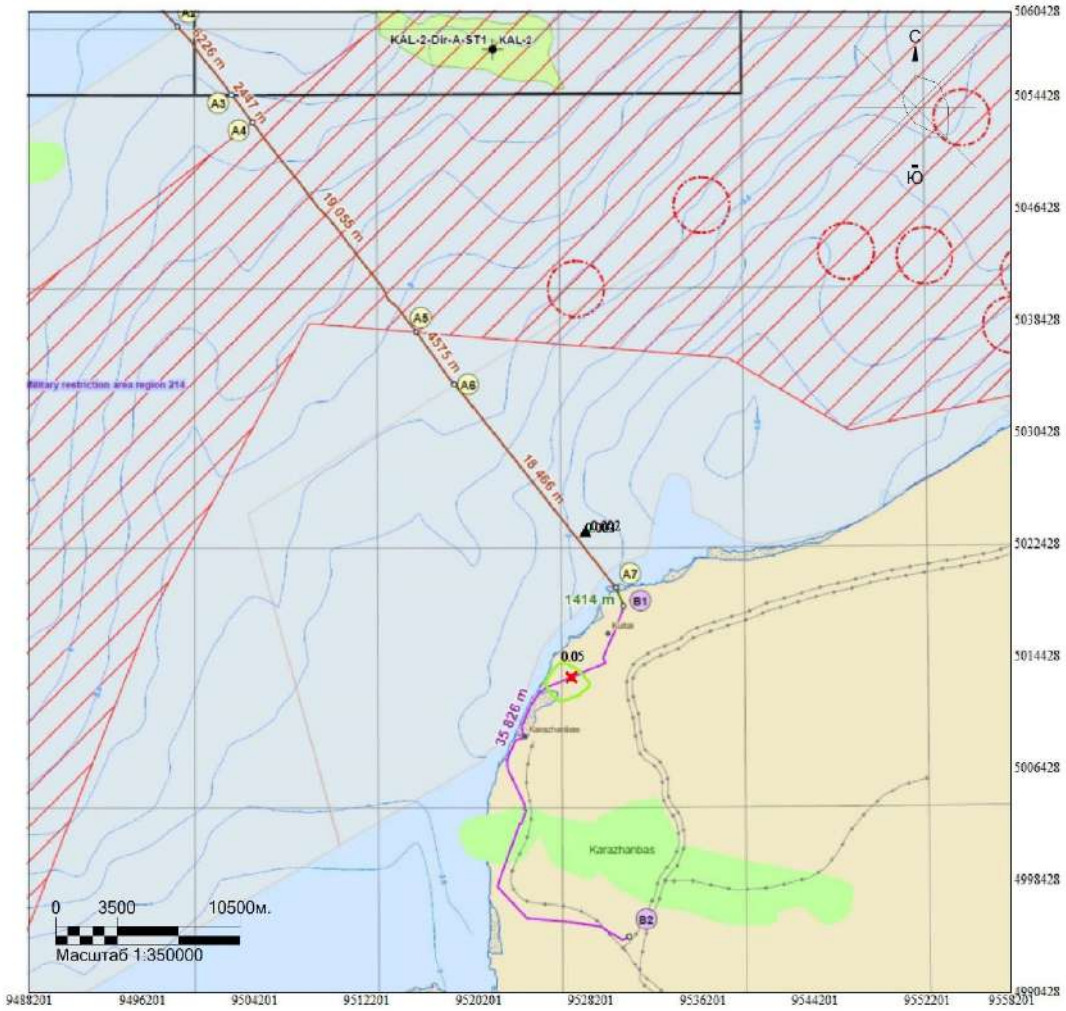
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0703 Бенз/а/пирен (54)



Макс концентрация 0.2283733 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 7.72 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК

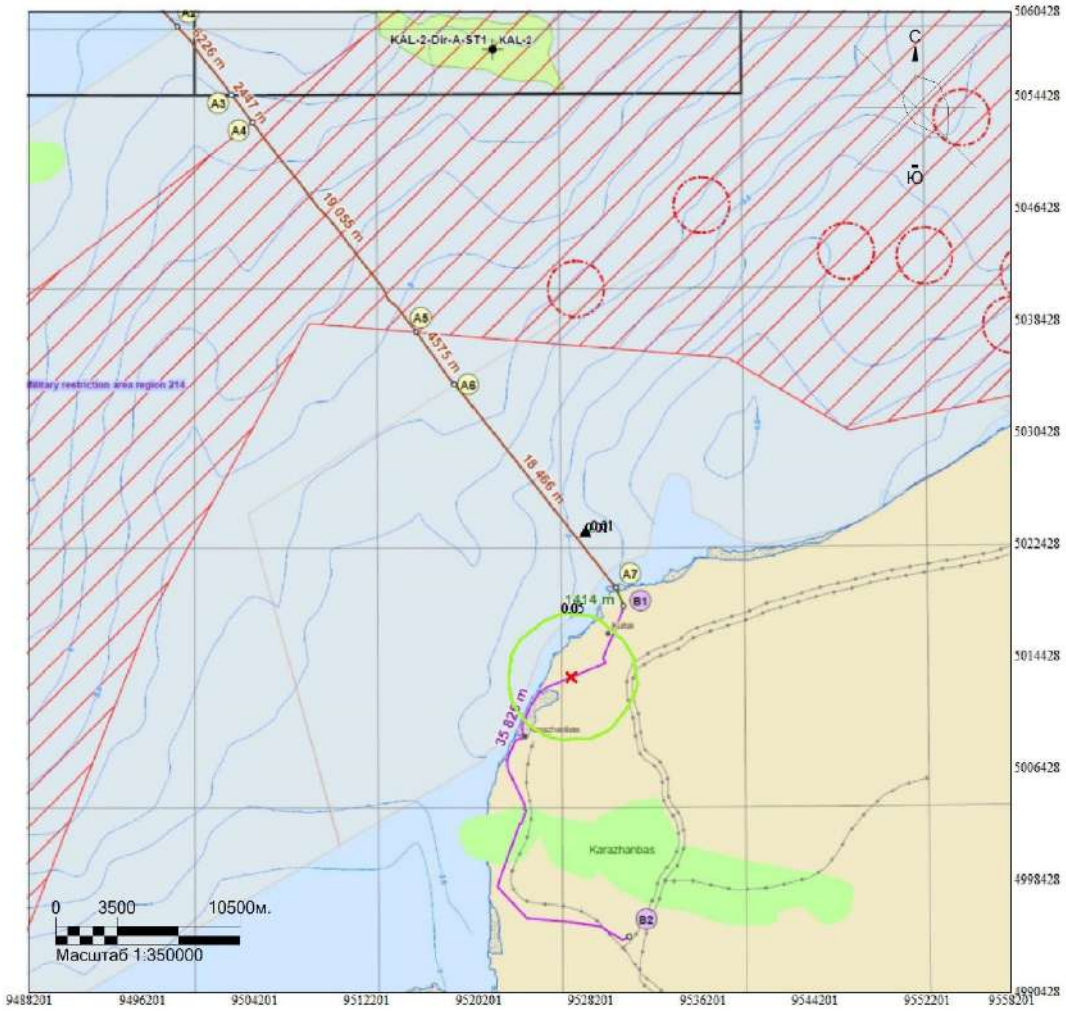
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
1052 Метанол (338)



Макс концентрация 0.0891522 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 3.04 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК

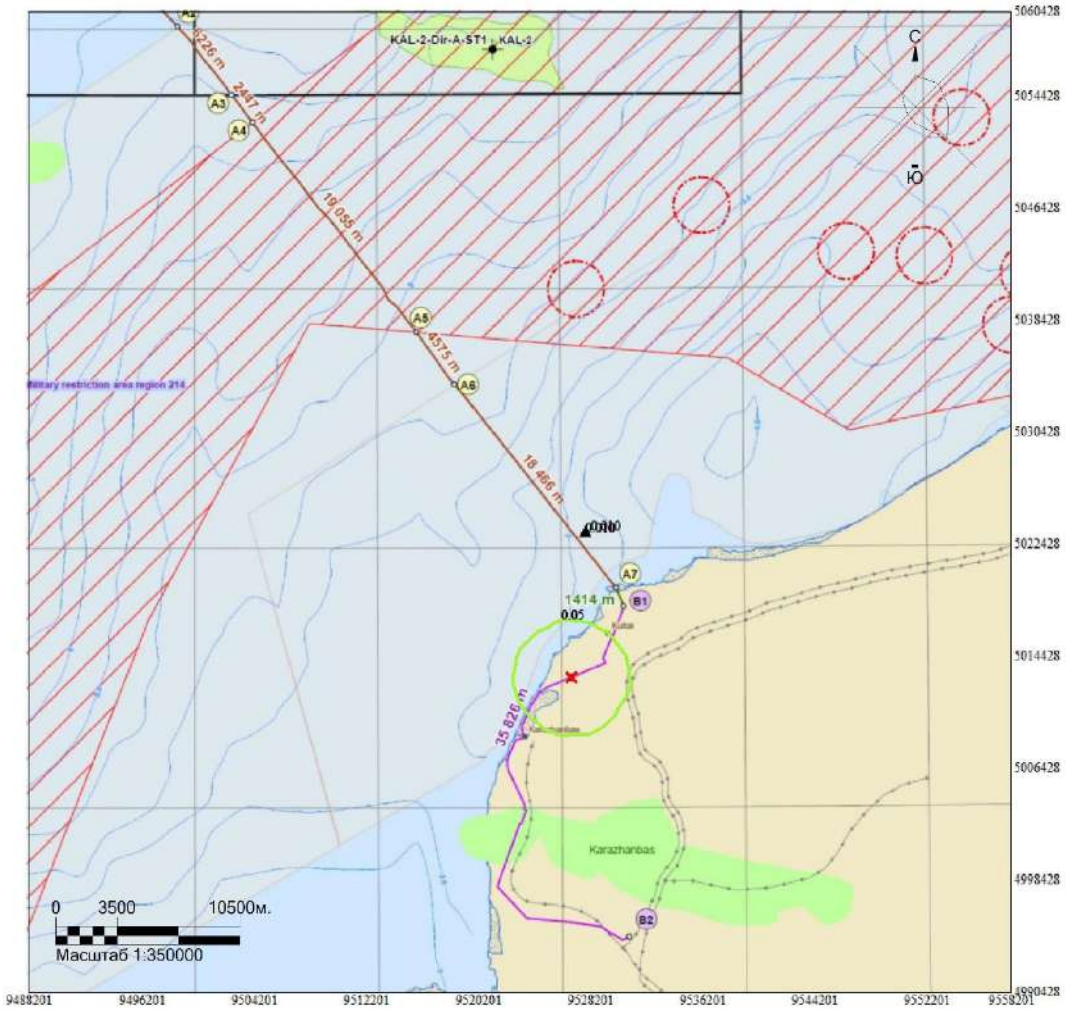
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
1325 Формальдегид (609)



Макс концентрация 0.5068063 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 7.7 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК

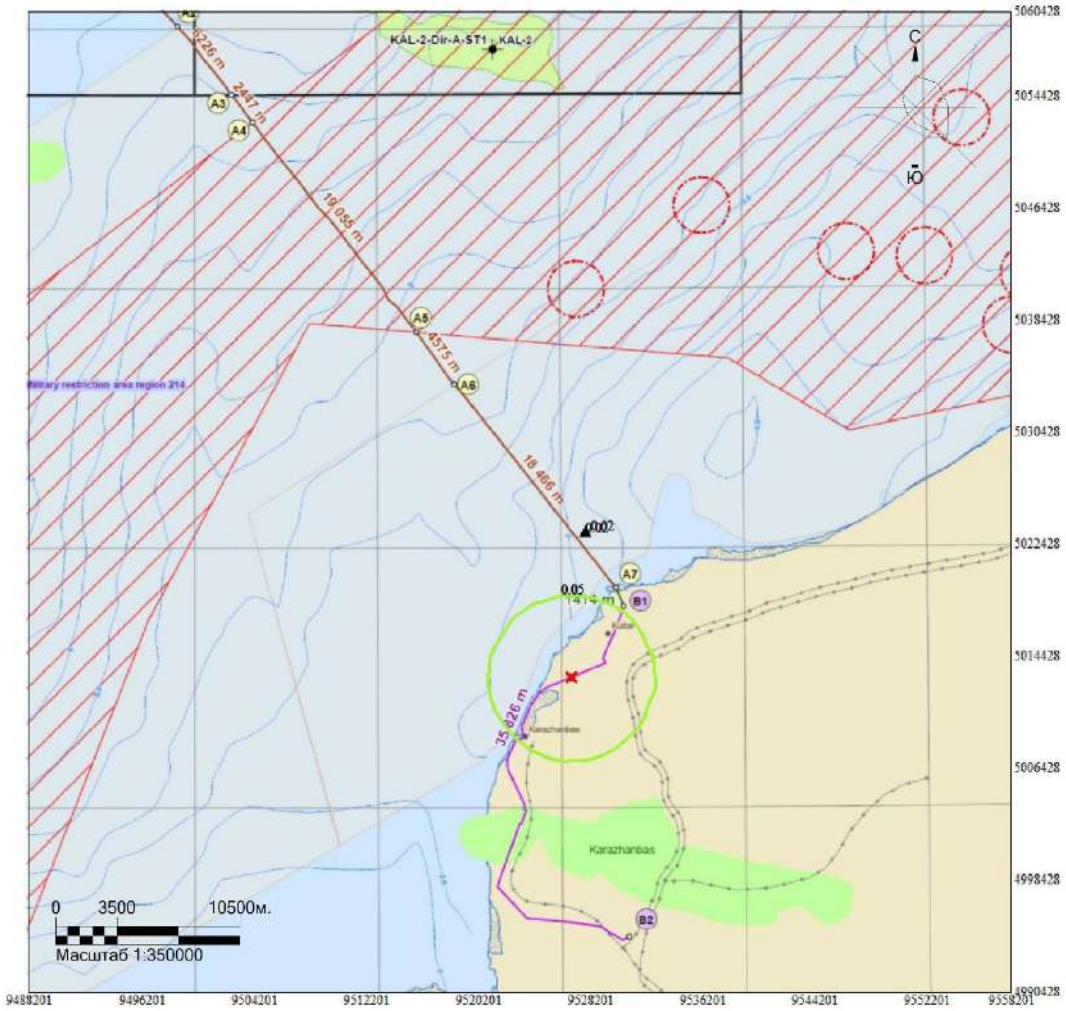
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
1408 Метилизобутилкетон (379)



Макс концентрация 0.3310009 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 3.02 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК

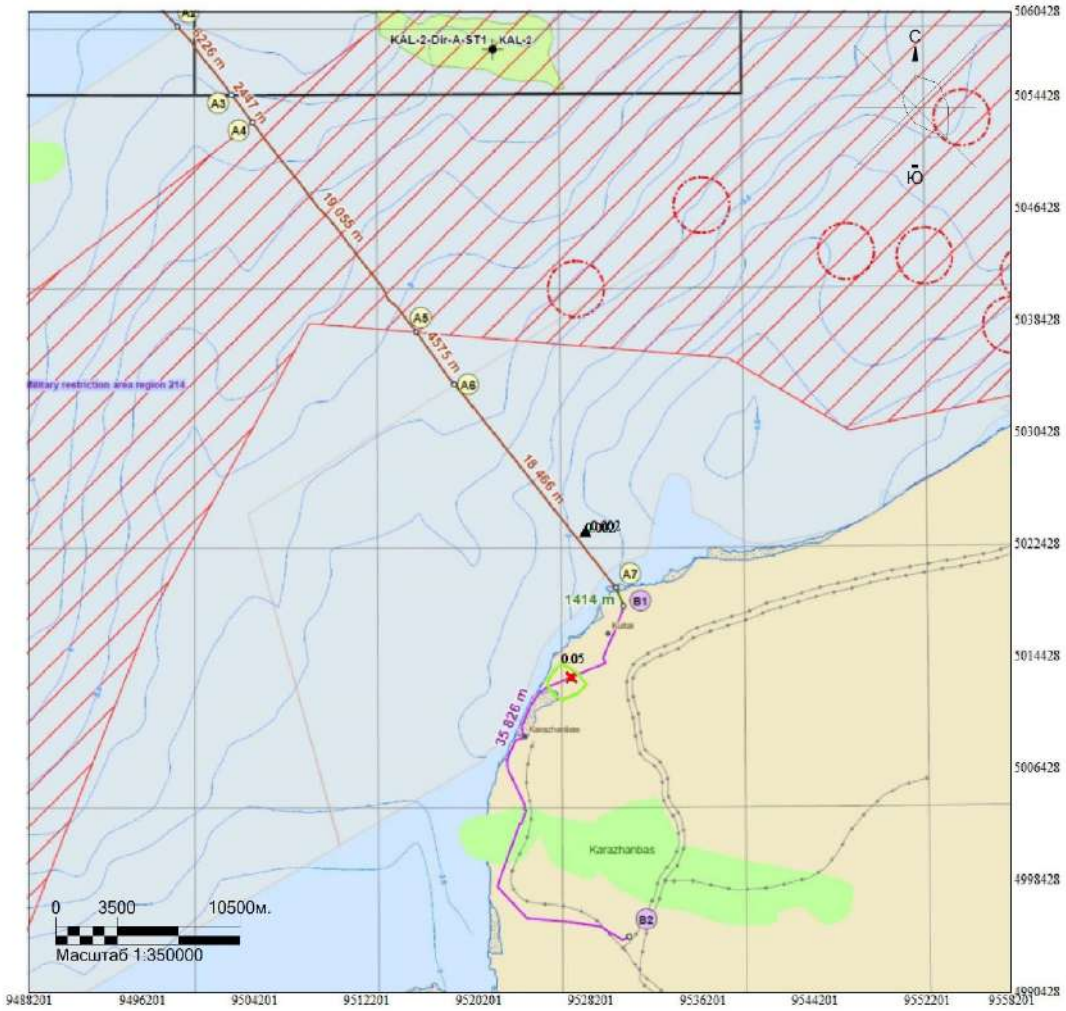
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
1728 Этилмеркаптан (668)



Макс концентрация 0.6099028 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 14 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК

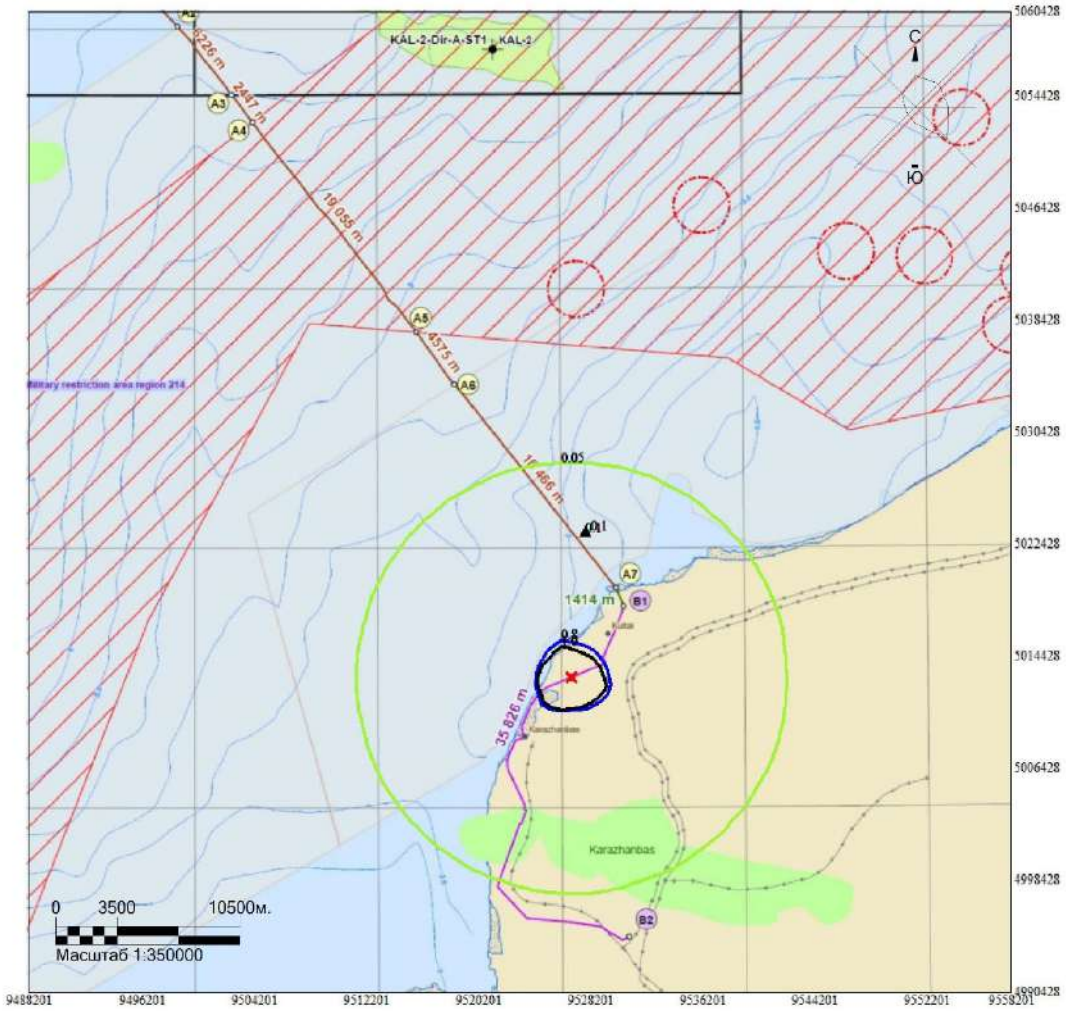
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
1860 Триалкиламины (1223*)



Макс концентрация 0.0824232 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 3.03 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК

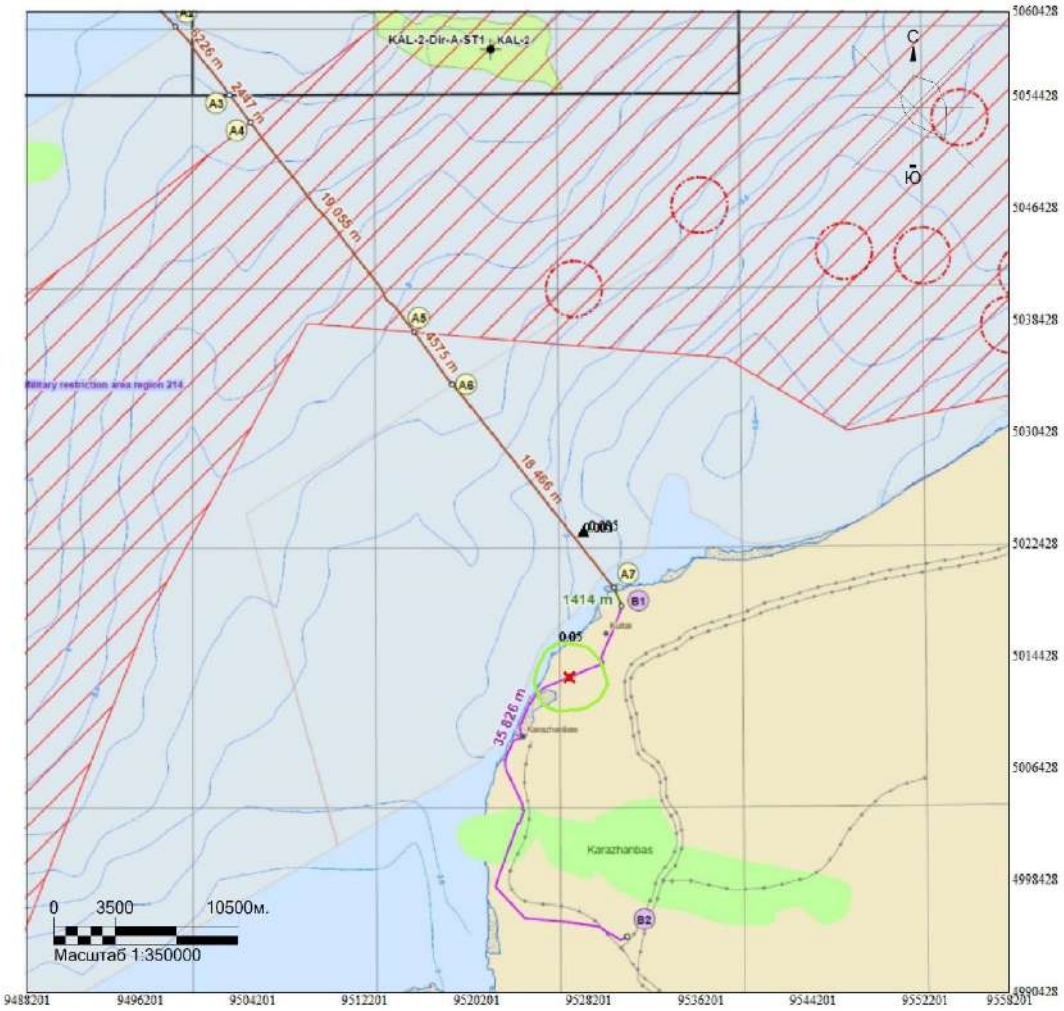
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
2735 Масло минеральное (716*)



Макс концентрация 4.1987472 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 14 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК
0.8 ПДК
1.0 ПДК

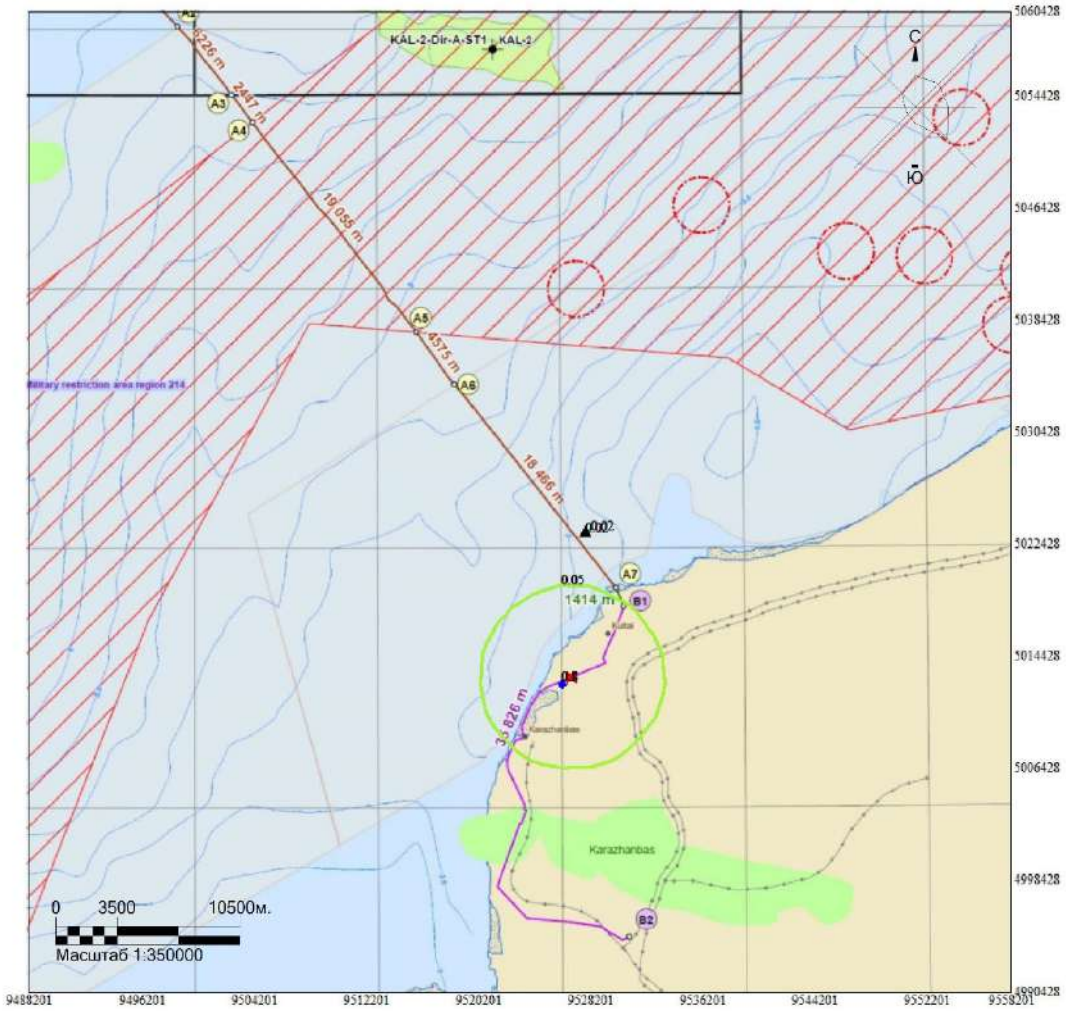
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
2750 Сольвент нафта (1149*)



Макс концентрация 0.1610962 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 3.02 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК

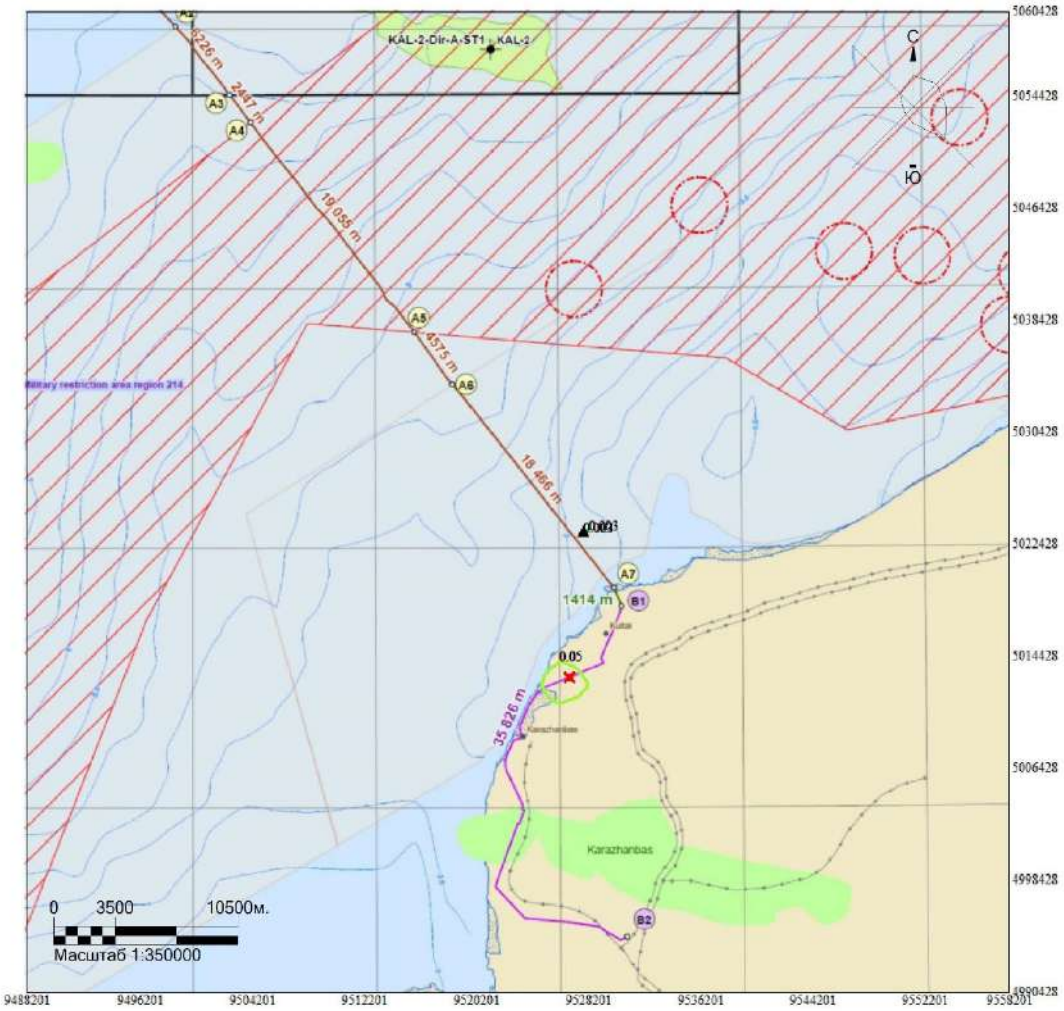
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
2754 Углеводороды пр. С12-С19 (10)



Макс концентрация 0.8554003 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 9.57 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК
0.8 ПДК

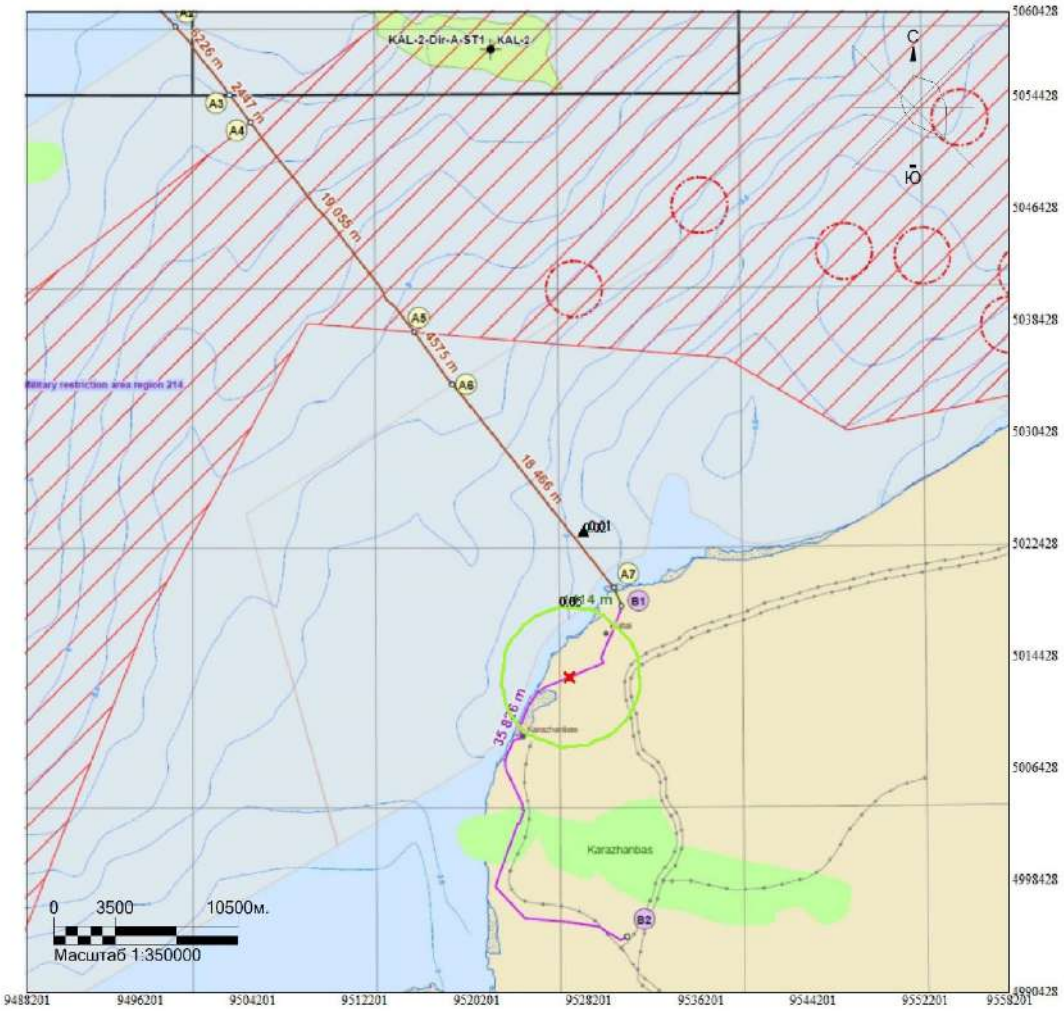
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
__03 0303+0333



Макс концентрация 0.1143972 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 14 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК

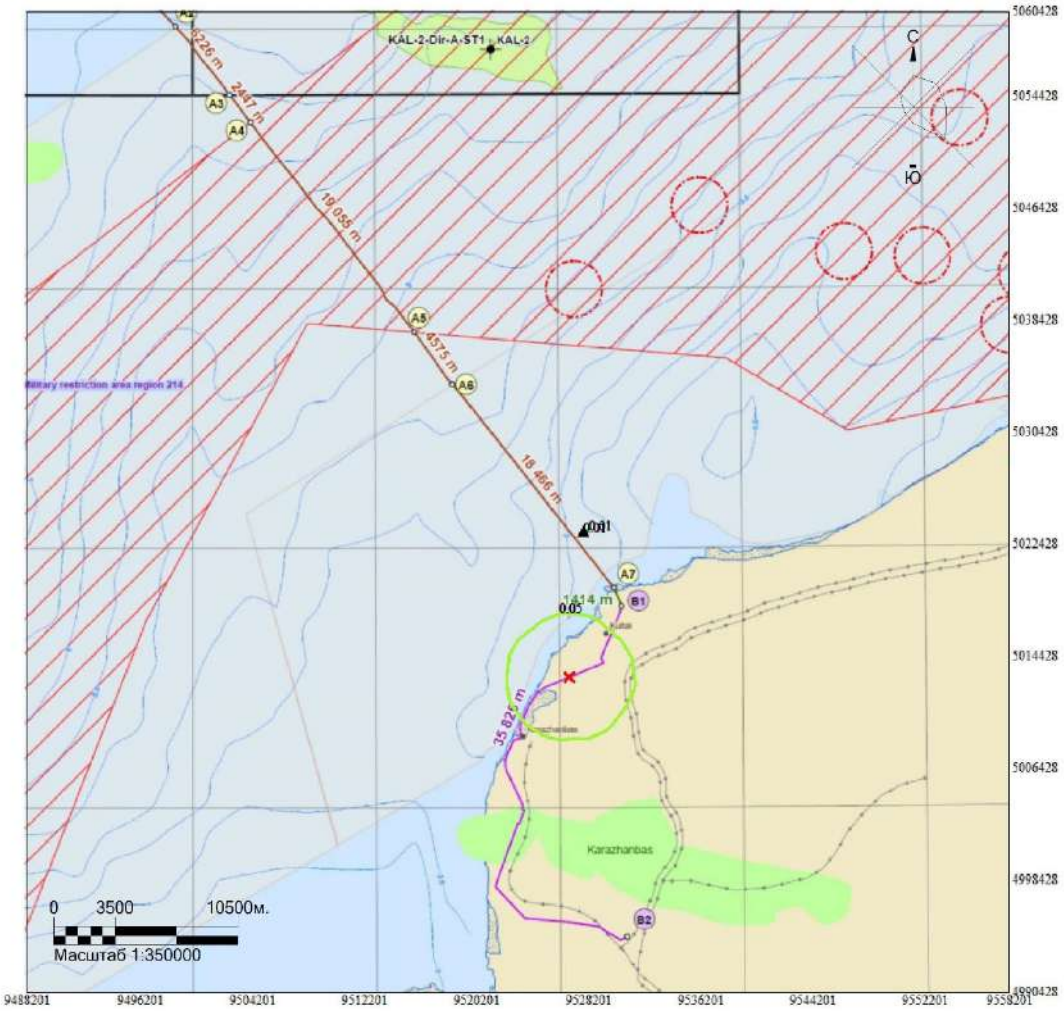
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
__04 0303+0333+1325



Макс концентрация 0.5877317 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 7.98 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК

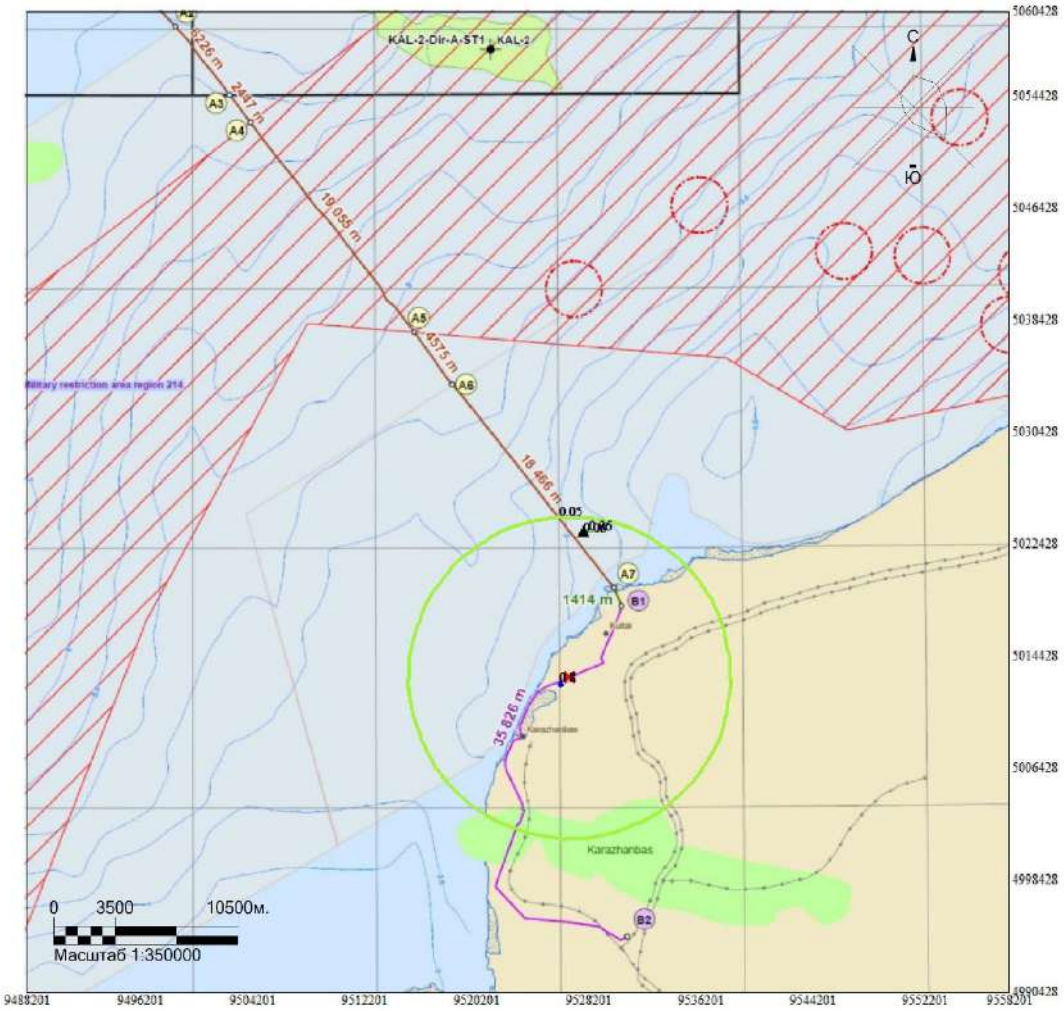
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
__05 0303+1325



Макс концентрация 0.5070662 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 7.7 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК

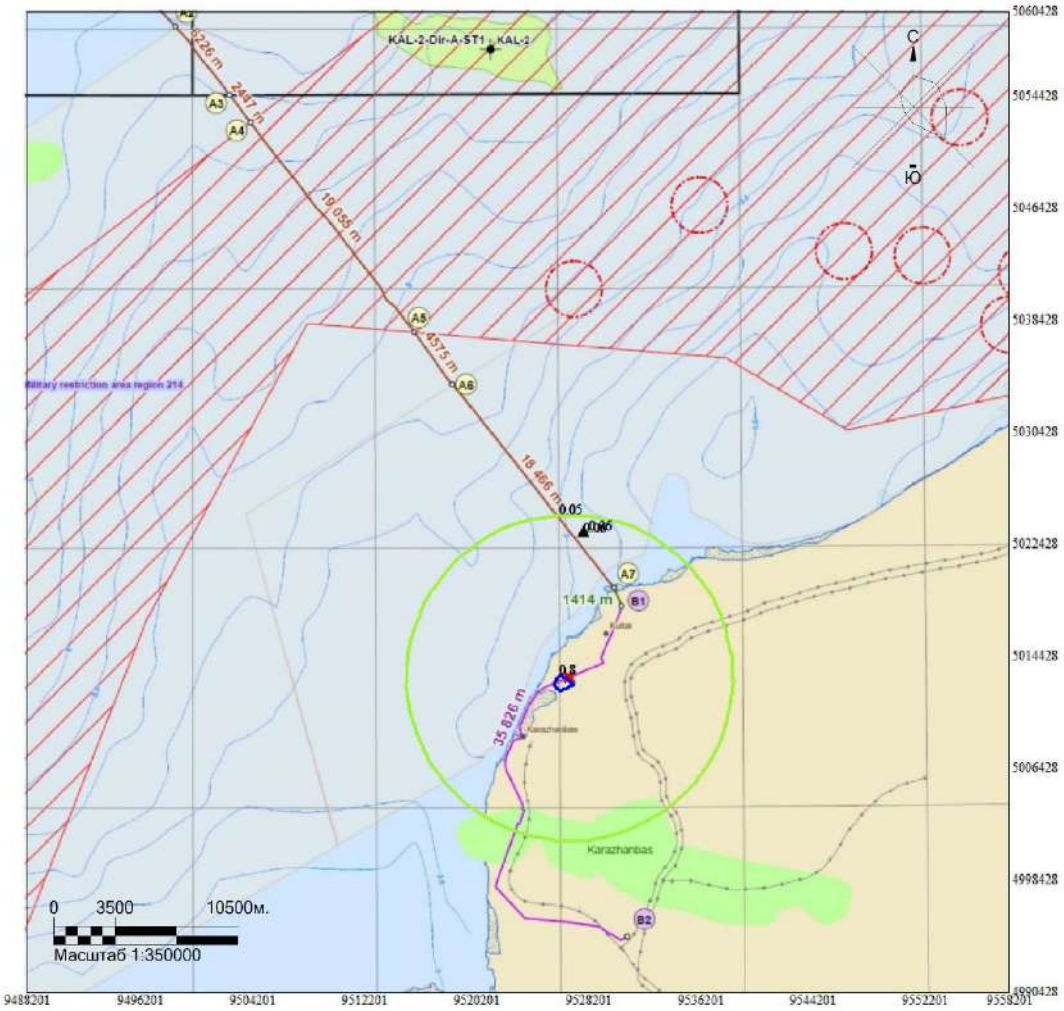
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
__28 0322+0330



Макс концентрация 0.8171355 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 11.35 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК
0.8 ПДК

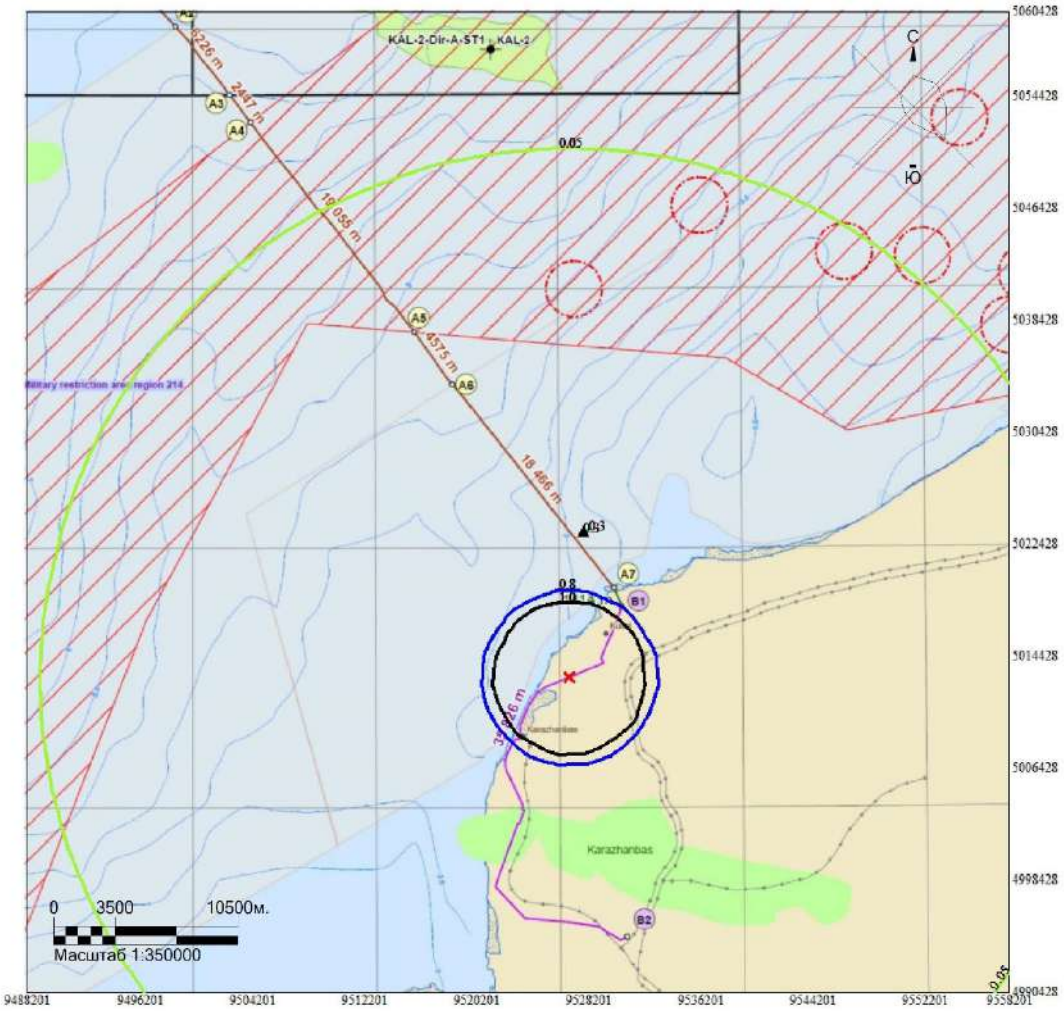
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
__30 0330+0333



Макс концентрация 0.9179456 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 11.8 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК
0.8 ПДК

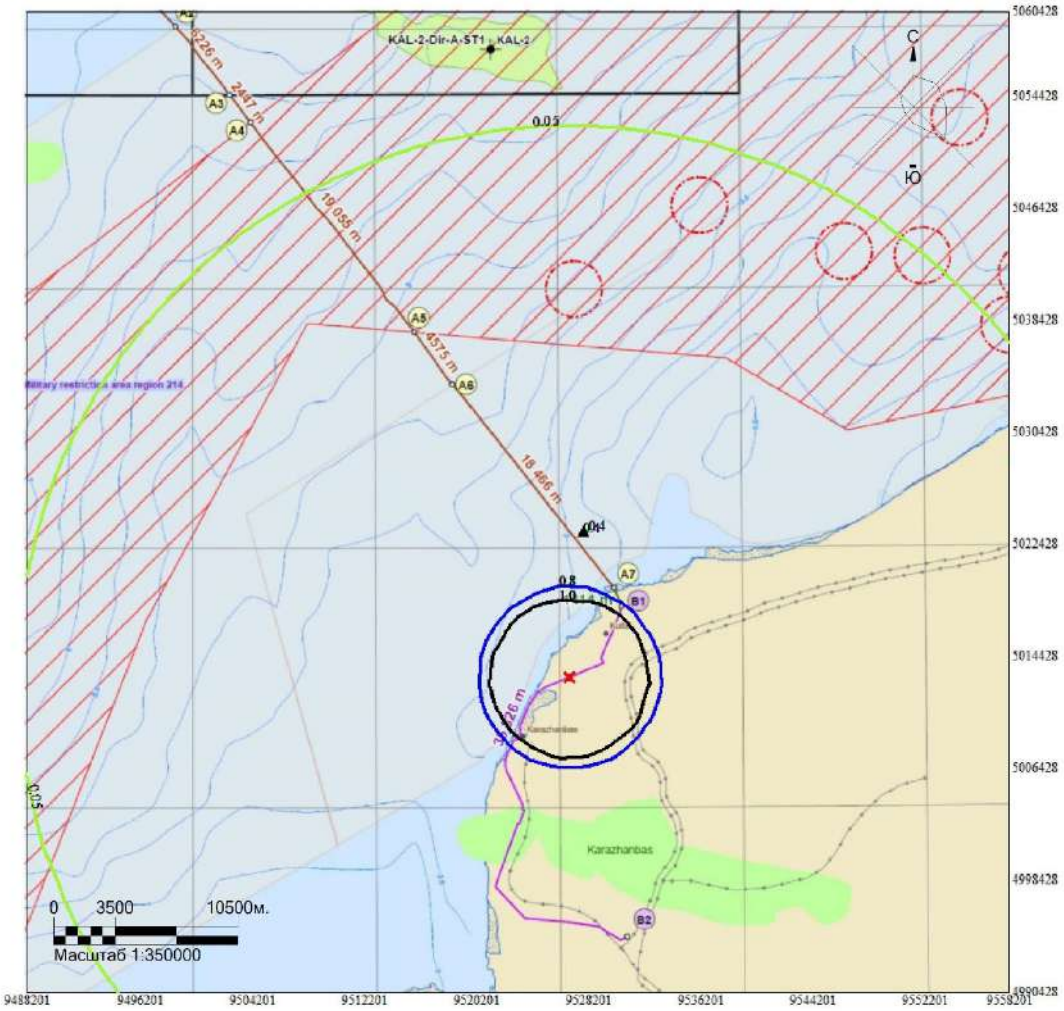
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
__31 0301+0330



Макс концентрация 9.1886444 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 8.65 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК
0.8 ПДК
1.0 ПДК

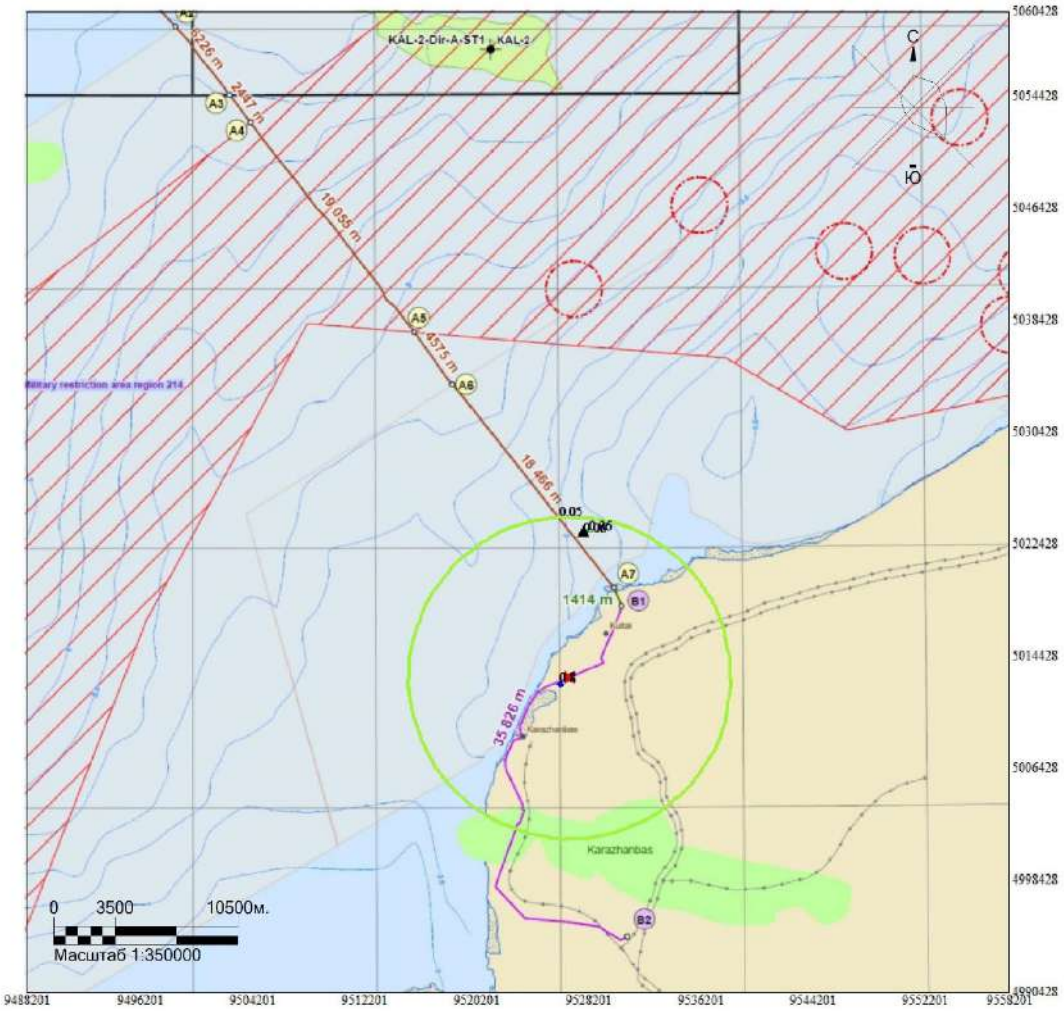
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
__33 0301+0330+0337+1071



Макс концентрация 9.5517635 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 8.72 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК
0.8 ПДК
1.0 ПДК

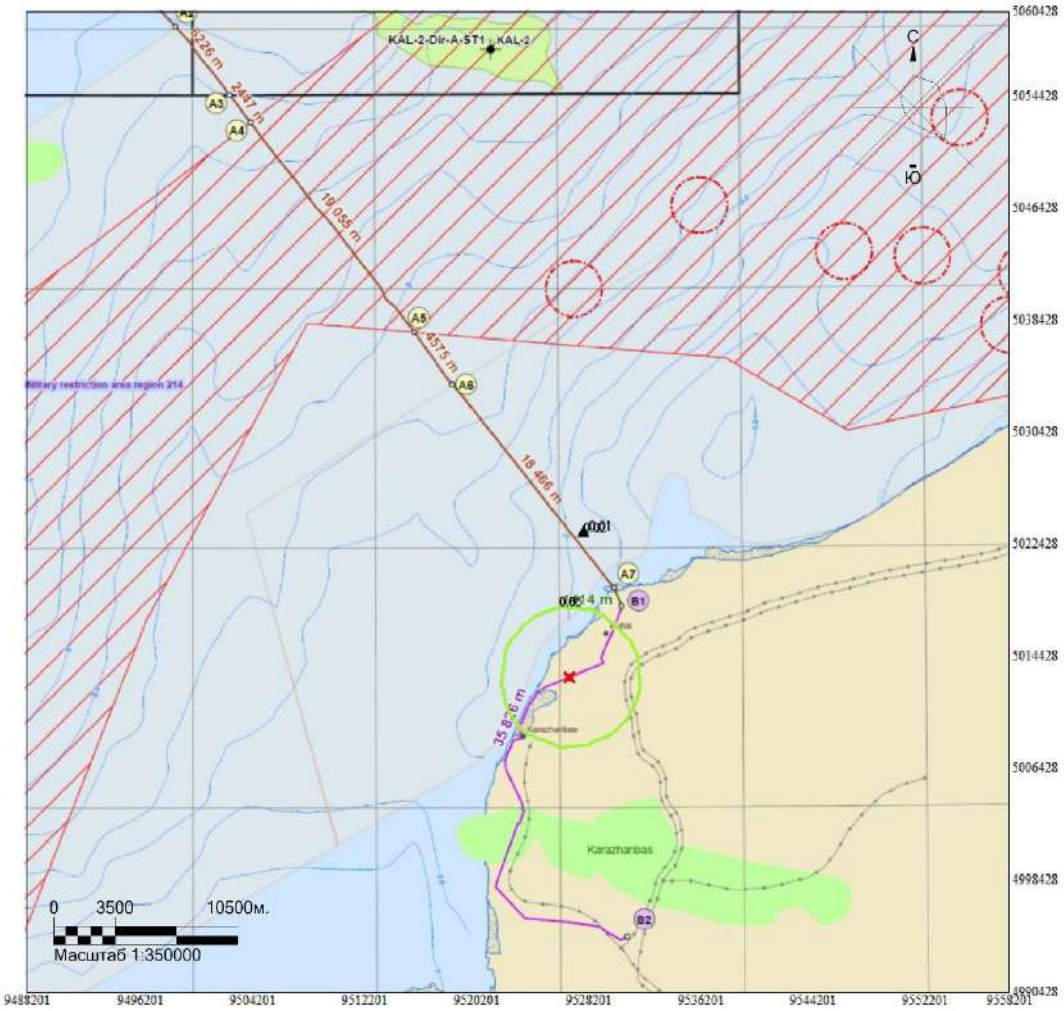
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
__34 0330+1071



Макс концентрация 0.8196579 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 11.36 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК
0.8 ПДК

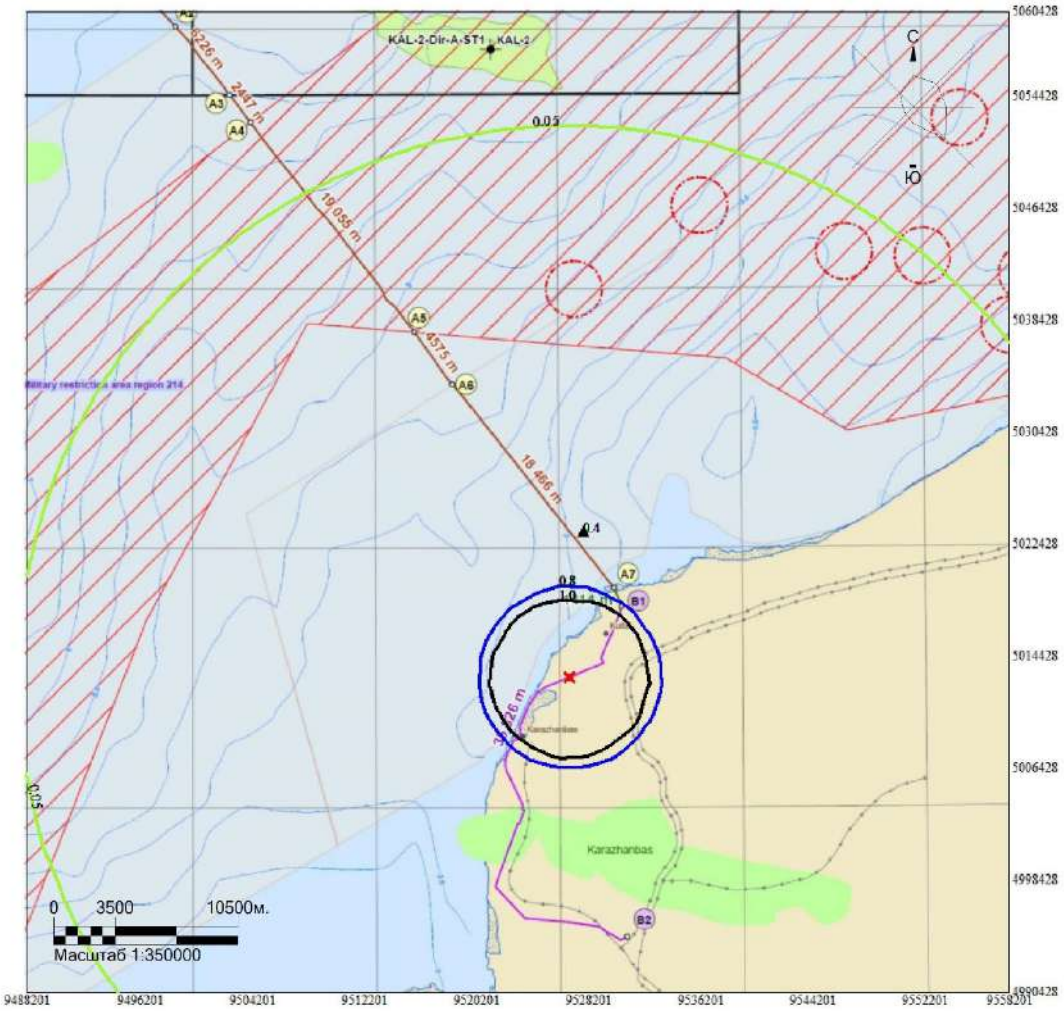
Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
__39 0333+1325



Макс концентрация 0.587472 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 7.98 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
БТК

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК

Город : 007 Форт Шевченко
Объект : 0001 БТК Месторождения Каламкас море. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
__OV Граница области воздействия по МРК-2014



Макс концентрация 9.5517635 ПДК достигается в точке x= 9526201 y= 5012428
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 70000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 2000 м, количество расчетных точек 36*36
Граница области воздействия по МРК-2014

Изолинии в долях ПДК
0.05 ПДК
0.8 ПДК
1.0 ПДК

ПРИЛОЖЕНИЕ 4.3
ОРИЕНТИРОВОЧНЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ

Морская платформа. Варианты 1-2

ИЗА	6101	Уст-100. Устья скважин (18 ед.)
ИВ	001 - 002	Добывающие УС
	003 - 004	Нагнетательные УС

Расчет выполнен по методике [3].

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	272	8760	0.0025	0.1889	5.9568
002	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	64	8760	0.00011	0.0020	0.0617
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	336	8760	-	0.1908	6.0185

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0	0	0
415	Углеводороды С1-С5	13.6742496	0.0261	0.823
416	Углеводороды С6-С10	15.6113499	0.0298	0.9396
602	бензол	0.11717516	0.0002	0.0071
616	Ксилол	0.58307221	0.0011	0.0351
620	этилбензол	0.55880642	0.0011	0.0336
621	Толуол	0.40615953	0.0008	0.0244
1728	Этилмеркаптан	0	0	0
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940072	0.0498	1.5705

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	272	8760	0.0025	0.1889	5.9568
002	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	64	8760	0.0001	0.0020	0.0617
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	336	8760	-	0.1908	6.0185

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.0005	0.0169
415	Углеводороды С1-С5			
416	Углеводороды С6-С10			
602	бензол			
616	Ксилол			
620	этилбензол			
621	Толуол			
1728	Этилмеркаптан			
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.1903	6.0016

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	272	8760	0.0045	0.3400	10.7222
002	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	64	8760	0.00039	0.0069	0.2186
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	336	8760	-	0.3469	10.9409

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.000008	0.0002
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.3403	10.7301
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0061	0.1929
602	бензол	0.03737285	0.0001	0.0041
616	Ксилол	0.0026801	0.000009	0.0003
620	этилбензол	0.00382598	0.00001	0.0004
621	Толуол	0.02044613	0.00007	0.0022

1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.00003		0.0008
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.0000004		0.00001

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	74	8760	0.0045	0.0925	2.9171
004	Фланцевые соединения	газовая смесь	23	8760	0.00039	0.0025	0.0786
ИТОГО:							
		газовая смесь	97	8760	-	0.0950	2.9957

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0	0	0
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.0852	2.6867
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.0047	0.1482
602	бензол	0.09245765	0.00009	0.0028
616	Ксилол	0.049103	0.00005	0.0015
620	этилбензол	0.05647102	0.00005	0.0017
621	Толуол	0.11103636	0.0001	0.0033
1728	Этилмеркаптаны	0	0	0
2754	Углеводороды С11-С19	0.07472007	0.00007	0.0022

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	74	8760	0.0025	0.0514	1.6206
004	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	23	8760	0.00011	0.0007	0.0222
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	97	8760	-	0.0521	1.6428

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.0001	0.0046
415	Углеводороды С1-С5			
416	Углеводороды С6-С10			
602	бензол			
616	Ксилол			
620	этилбензол			
621	Толуол			
1728	Этилмеркаптаны			
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.0519	1.6382

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	74	8760	0.0045	0.0925	2.9171
004	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	23	8760	0.00039	0.0025	0.0786
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	97	8760	-	0.0950	2.9957

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.000002	0.0001
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.0932	2.938
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0017	0.0528
602	бензол	0.03737285	0.00004	0.0011
616	Ксилол	0.0026801	0.000003	0.0001
620	этилбензол	0.00382598	0.000004	0.0001
621	Толуол	0.02044613	0.00002	0.0006
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.00001	0.0002
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.0000001	0.000003
Итого по ИЗА				

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.0006	0.0215
415	Углеводороды С1-С5	0.4335	13.6681
416	Углеводороды С6-С10	0.0345	1.0878
602	бензол	0.00029	0.0099
616	Ксилол	0.00115	0.0366
620	этилбензол	0.0012	0.0353
621	Толуол	0.0009	0.0277
1728	Этилмеркаптаны	0.00004	0.001
2754	Углеводороды С11-С19	0.2422	7.6398
	Всего	**0.71433**	**22.5277**

ИЗА	**6101**	**Уст-100. Устья скважин (16 ед.)**					
ИВ	005 - 007	В4-100-XY-002А/В. Установки системы гидравлических возвратов устьев скважин					
Расчет выполнен по методике [3].							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
005	Насосы	гидравлическая жидкость	4	8760	0.000032	3.6E-05	0.0011
006	Запорно-регулирующая арматура	гидравлическая жидкость	64	8760	0.0000084	1.5E-04	0.0047
007	Фланцевые соединения	гидравлическая жидкость	52	8760	0.00000039	5.6E-06	0.0002
ИТОГО:							
масло минеральное		гидравлическая жидкость	120	8760	-	0.0002	0.0060
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
2735	Масло минеральное		100	0.000191		0.006008	

ИЗА	**6101**	**Уст-100. Устья скважин (18 ед.)**					
ИВ	005 - 007	В4-100-XY-002А/В. Установки системы гидравлических возвратов устьев скважин					
Расчет выполнен по методике [3].							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
005	Насосы	гидравлическая жидкость	4	8760	0.000032	3.6E-05	0.0011
006	Запорно-регулирующая арматура	гидравлическая жидкость	64	8760	0.0000084	1.5E-04	0.0047
007	Фланцевые соединения	гидравлическая жидкость	52	8760	0.00000039	5.6E-06	0.0002
ИТОГО:							
масло минеральное		гидравлическая жидкость	120	8760	-	0.0002	0.0060
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
2735	Масло минеральное		100	0.00019		0.00601	

ИЗА	**6102**	**Уст-120. Система распределения химреагентов**					
ИВ	001 - 002	Подача метанола					
	003 - 004	Подача ингибитора коррозии					
	005 - 006	Подача ингибитора отложений					
	007 - 008	Подача ингибитора асфальтенов					
	009 - 010	Подача антинакипина					
Расчет выполнен по методике [3].							
Система метанола							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Метанол	25	8760	0.0025	0.0174	0.5475
002	Фланцевые соединения	Метанол	20	8760	0.00011	0.0006	0.0193
ИТОГО:							
Methanol		Метанол	45	8760	-	0.01797222	0.566772

Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока		Выбросы, всего		
			мас. %		г/с	т/период	
616	Ксилол						
621	Толуол						
1001	4-Аминофенол						
1051	Изопропиловый спирт						
1052	Метанол		100		0.0180	0.5668	
1860	Триалкиламины						
2750	Сольвент нафта						
2853	Глицерин						
Система ингибитора коррозии							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	Ингибитор коррозии	10	8760	0.0025	0.0069	0.2190
004	Фланцевые соединения	Ингибитор коррозии	20	8760	0.00011	0.0006	0.0193
ИТОГО:							
Cortron RN-576		Ингибитор коррозии	30	8760	-	0.0076	0.2383
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока		Выбросы, всего		
			мас. %		г/с	т/период	
616	Ксилол						
621	Толуол						
1001	4-Аминофенол		30		0.0023	0.0715	
1051	Изопропиловый спирт		5		0.0004	0.0119	
1052	Метанол		60		0.0045	0.1430	
1860	Триалкиламины		5		0.0004	0.0119	
2750	Сольвент нафта						
2853	Глицерин						
Система ингибитора отложений							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
005	Запорно-регулирующая арматура	Ингибитор отложений	25	8760	0.0025	0.0174	0.5475
006	Фланцевые соединения	Ингибитор отложений	20	8760	0.00011	0.0006	0.0193
ИТОГО:							
Flotron D-1367		Ингибитор отложений	45	8760	-	0.0180	0.5668
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока		Выбросы, всего		
			мас. %		г/с	т/период	
616	Ксилол		5		0.0009	0.0283	
621	Толуол		35		0.0063	0.1984	
1001	4-Аминофенол						
1051	Изопропиловый спирт						
1052	Метанол						
1860	Триалкиламины						
2750	Сольвент нафта		60		0.0108	0.3401	
2853	Глицерин						
Система ингибитора асфальтенов							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
007	Запорно-регулирующая арматура	Ингибитор асфальтенов	25	8760	0.0025	0.0174	0.5475
008	Фланцевые соединения	Ингибитор асфальтенов	20	8760	0.00011	0.0006	0.0193
ИТОГО:							
Flotron D-1367		Ингибитор асфальтенов	45	8760	-	0.0180	0.5668
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока		Выбросы, всего		
			мас. %		г/с	т/период	
616	Ксилол		5		0.0009	0.0283	
621	Толуол		35		0.0063	0.1984	
1001	4-Аминофенол						
1051	Изопропиловый спирт						
1052	Метанол						
1860	Триалкиламины						
2750	Сольвент нафта		60		0.0108	0.3401	

2853	Глицерин						
Система антинакипина							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
009	Запорно-регулирующая арматура	Антинакипин	25	8760	0.0025	0.0174	0.5475
010	Фланцевые соединения	Антинакипин	25	8760	0.00011	0.0008	0.0241
ИТОГО:							
	Gyptron SA-4016	Антинакипин	50	8760	-	0.0181	0.5716
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока		Выбросы, всего		
			мас. %		г/с	т/период	
616	Ксилол						
621	Толуол						
1001	4-Аминофенол						
1051	Изопропиловый спирт						
1052	Метанол						
1860	Триалкиламины						
2750	Сольвент нафта						
2853	Глицерин		60		0.0109	0.3430	
Итого по ИЗА							
Код ЗВ	Наименование ЗВ				Выбросы, всего		
					г/с	т/период	
616	Ксилол				0.0018	0.0567	
621	Толуол				0.0126	0.3967	
1001	4-Аминофенол				0.0023	0.0715	
1051	Изопропиловый спирт				0.0004	0.0119	
1052	Метанол				0.0225	0.7097	
1860	Триалкиламины				0.0004	0.0119	
2750	Сольвент нафта				0.0216	0.6801	
2853	Глицерин				0.0109	0.3430	

ИЗА	**6103**	**Уст-130. Манифольд**					
ИВ	001 - 002	Эксплуатационный и тестовый коллекторы					
	003 - 004	Коллектор обратной закачки газа					
Расчет выполнен по методике [3].							
Эксплуатационный и тестовый коллекторы							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	900	8760	0.0025	0.6250	19.7100
002	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	900	8760	0.00011	0.0275	0.8672
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	1800	8760	-	0.6525	20.5772
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0.0000				
415	Углеводороды С1-С5		13.6742	0.0892		2.8138	
416	Углеводороды С6-С10		15.6113	0.1019		3.2124	
602	бензол		0.1172	0.0008		0.0241	
616	Ксилол		0.5831	0.0038		0.1200	
620	этилбензол		0.5588	0.0036		0.1150	
621	Толуол		0.4062	0.0027		0.0836	
1728	Этилмеркаптаны		0.0000				
2754	Углеводороды С11-С19		26.0940	0.1703		5.3694	
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	900	8760	0.0025	0.6250	19.7100
002	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	900	8760	0.00011	0.0275	0.8672
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	1800	8760	-	0.6525	20.5772

Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0.28	0.0018		0.0576	
415	Углеводороды С1-С5						
416	Углеводороды С6-С10						
602	бензол						
616	Ксилол						
620	этилбензол						
621	Толуол						
1728	Этилмеркаптаны						
2754	Углеводороды С11-С19		99.72	0.6507		20.5196	
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	900	8760	0.0045	1.1250	35.4780
002	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	900	8760	0.00039	0.0975	3.0748
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	1800	8760	-	1.2225	38.5528
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0.0022229	0.000027		0.000857	
415	Углеводороды С1-С5		98.073818	1.199		37.8101636	
416	Углеводороды С6-С10		1.7628975	0.0216		0.6796457	
602	бензол		0.0373728	0.00046		0.0144083	
616	Ксилол		0.0026801	0.000033		0.0010333	
620	этилбензол		0.003826	0.000047		0.001475	
621	Толуол		0.0204461	0.00025		0.0078825	
1728	Этилмеркаптаны		0.0077537	0.000095		0.0029893	
2754	Углеводороды С11-С19		0.0001101	0.0000013		0.0000424	
Коллектор обратной закачки газа							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	200	8760	0.0045	0.2500	7.8840
004	Фланцевые соединения	газовая смесь	200	8760	0.00039	0.0217	0.6833
ИТОГО:							
		газовая смесь	400	8760	-	0.2717	8.5673
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0				
415	Углеводороды С1-С5		89.685233	0.2436		7.6836	
416	Углеводороды С6-С10		4.9464135	0.0134		0.4238	
602	бензол		0.0924577	0.0003		0.0079	
616	Ксилол		0.049103	0.0001		0.0042	
620	этилбензол		0.056471	0.0002		0.0048	
621	Толуол		0.1110364	0.0003		0.0095	
1728	Этилмеркаптаны		0				
2754	Углеводороды С11-С19		0.0747201	0.0002		0.0064	
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	200	8760	0.0025	0.1389	4.3800
004	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	200	8760	0.00011	0.0061	0.1927
ИТОГО:							

	Дизельное топливо	400	8760	-	0.1450	4.5727

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.0004	0.0128
415	Углеводороды С1-С5			
416	Углеводороды С6-С10			
602	бензол			
616	Ксилол			
620	этилбензол			
621	Толуол			
1728	Этилмеркаптаны			
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.1446	4.5599

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	200	8760	0.0045	0.2500	7.8840
004	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	200	8760	0.00039	0.0217	0.6833
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	400	8760	-	0.2717	8.5673

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.0022229	0.000006	0.0001904
415	Углеводороды С1-С5	98.073818	0.2664	8.4022586
416	Углеводороды С6-С10	1.7628975	0.0048	0.1510324
602	бензол	0.0373728	0.0001	0.0032018
616	Ксилол	0.0026801	0.0000073	0.0002296
620	этилбензол	0.003826	0.00001	0.0003278
621	Толуол	0.0204461	0.000056	0.0017517
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.000021	0.0006643
2754	Углеводороды С11-С19	0.0001101	0.0000003	0.0000094

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.0022	0.0704
415	Углеводороды С1-С5	1.4654	46.2124
416	Углеводороды С6-С10	0.1153	3.6362
602	бензол	0.0010	0.0320
616	Ксилол	0.0039	0.1242
620	этилбензол	0.0038	0.1198
621	Толуол	0.0030	0.0931
1728	Этилмеркаптаны	0.0001	0.0037
2754	Углеводороды С11-С19	0.7953	25.0795

ИЗА	**6104**	**Уст-550. Система закрытого дренажа**
ИВ	001 - 002	Емкость системы закрытого дренажа
	003 - 005	Насосы системы закрытого дренажа

Расчет выполнен по методике [3].

Емкость системы закрытого дренажа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	20	8760	0.0025	0.0139	0.4380
002	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	40	8760	0.00011	0.0012	0.0385
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	60	8760	-	0.0151	0.4765

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.0000		
415	Углеводороды С1-С5	13.6742	0.0021	0.0652
416	Углеводороды С6-С10	15.6113	0.0024	0.0744

602	бензол	0.1172	0.00002		0.0006
616	Ксилол	0.5831	0.00009		0.0028
620	этилбензол	0.5588	0.00008		0.0027
621	Толуол	0.4062	0.000061		0.0019
1728	Этилмеркаптаны	0.0000			
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940	0.0039		0.1243

Насосы системы закрытого дренажа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Насосы с двойным торцевым уплотнением	нефть Каламкас	5	8760	0.013	0.0181	0.5694
004	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	60	8760	0.0025	0.0417	1.3140
005	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	70	8760	0.00011	0.0021	0.0675
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	135	8760	-	0.0619	1.9509

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.0000		
415	Углеводороды С1-С5	13.6742	0.0085	0.2668
416	Углеводороды С6-С10	15.6113	0.0097	0.3046
602	бензол	0.1172	0.0001	0.0023
616	Ксилол	0.5831	0.0004	0.0114
620	этилбензол	0.5588	0.0004	0.0109
621	Толуол	0.4062	0.0003	0.0079
1728	Этилмеркаптаны	0.0000		
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940	0.0161	0.5091

Емкость системы закрытого дренажа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	20	8760	0.0025	0.0139	0.4380
002	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	40	8760	0.00011	0.0012	0.0385
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	60	8760	-	0.0151	0.4765

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.00004	0.0013
415	Углеводороды С1-С5			
416	Углеводороды С6-С10			
602	бензол			
616	Ксилол			
620	этилбензол			
621	Толуол			
1728	Этилмеркаптаны			
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.0151	0.4752

Насосы системы закрытого дренажа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Насосы с двойным торцевым уплотнением	Дизельное топливо	5	8760	0.013	0.0181	0.5694
004	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	60	8760	0.0025	0.0417	1.3140
005	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	70	8760	0.00011	0.0021	0.0675
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	135	8760	-	0.0619	1.9509

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.0002	0.0055
415	Углеводороды С1-С5			

416	Углеводороды С6-С10					
602	бензол					
616	Ксилол					
620	этилбензол					
621	Толуол					
1728	Этилмеркаптаны					
2754	Углеводороды С11-С19		99.72	0.0617		1.9454

Емкость системы закрытого дренажа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	20	8760	0.0045	0.0250	0.7884
002	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	40	8760	0.00039	0.0043	0.1367
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	60	8760	-	0.0293	0.9251

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.00000065	0.0000206
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.0288	0.9072377
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.00052	0.0163078
602	бензол	0.03737285	0.000011	0.0003457
616	Ксилол	0.0026801	0.00000079	0.0000248
620	этилбензол	0.00382598	0.0000011	0.0000354
621	Толуол	0.02044613	0.000006	0.0001891
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000023	0.0000717
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.000000032	0.000001

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.00021	0.0067967
415	Углеводороды С1-С5	0.0288	0.9072377
416	Углеводороды С6-С10	0.0121	0.3789493
602	бензол	0.00009	0.0028443
616	Ксилол	0.00045	0.0141535
620	этилбензол	0.00043	0.0135645
621	Толуол	0.00031	0.0098591
1728	Этилмеркаптаны	0.0000023	0.0000717
2754	Углеводороды С11-С19	0.0768	2.4205993

ИЗА	**6105**	**Уст-190. Системы камер пуска/приема скребка**
ИВ	001 - 002	Камера пуска-приема скребка мультифазного трубопровода
	003 - 004	Камера пуска-приема газопровода

Расчет выполнен по методике [3].

Камера пуска-приема скребка мультифазного трубопровода

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	40	8760	0.0025	0.0278	0.8760
002	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	100	8760	0.00011	0.0031	0.0964
ИТОГО:							
нефть		нефть Каламкас	140	8760	-	0.0308	0.9724

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	13.6742496	0.0042	0.1330
416	Углеводороды С6-С10	15.6113499	0.0048	0.1518
602	бензол	0.11717516	0.0000	0.0011
616	Ксилол	0.58307221	0.0002	0.0057
620	этилбензол	0.55880642	0.0002	0.0054
621	Толуол	0.40615953	0.0001	0.0039
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940072	0.0080	0.2537

Камера пуска-приема скребка мультифазного трубопровода

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	40	8760	0.0045	0.0500	1.5768
002	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	100	8760	0.00039	0.0108	0.3416
ИТОГО:							
	топливный газ	Многоком.смесь газов	140	8760	-	0.0608	1.9184

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.0000014	0.0000426
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.0597	1.8814873
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0011	0.0338201
602	бензол	0.03737285	0.000023	0.000717
616	Ксилол	0.0026801	0.0000016	0.0000514
620	этилбензол	0.00382598	0.0000023	0.0000734
621	Толуол	0.02044613	0.000012	0.0003922
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000047	0.0001488
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.000000067	0.0000021

Камера пуска-приема скребка мультифазного трубопровода

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	40	8760	0.0025	0.0278	0.8760
002	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	100	8760	0.00011	0.0031	0.0964
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	140	8760	-	0.0308	0.9724

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.0001	0.0027
415	Углеводороды С1-С5			
416	Углеводороды С6-С10			
602	бензол			
616	Ксилол			
620	этилбензол			
621	Толуол			
1728	Этилмеркаптаны			
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.0307	0.9696

Камера пуска-приема газопровода

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Фланцевые соединения	газовая смесь	40	8760	0.0045	0.0500	1.5768
004	Камеры пуска/приема скребка многофазных линий от Острова А (3 ед.)	газовая смесь	100	8760	0.00039	0.0108	0.3416
ИТОГО:							
		газовая смесь	140	8760	-	0.0608	1.9184

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.0546	1.7206
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.0030	0.0949
602	бензол	0.09245765	0.00006	0.0018
616	Ксилол	0.049103	0.00003	0.0009
620	этилбензол	0.05647102	0.00003	0.0011
621	Толуол	0.11103636	0.0001	0.0021
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	0.07472007	0.000045	0.0014335

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период

003	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	40	8760	0.0045	0.0500	1.5768
004	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	100	8760	0.00039	0.0108	0.3416
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	140	8760	-	0.0608	1.9184

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.0000014	0.0000426
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.0597	1.8814873
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0011	0.0338201
602	бензол	0.03737285	0.000023	0.000717
616	Ксилол	0.0026801	0.0000016	0.0000514
620	этилбензол	0.00382598	0.0000023	0.0000734
621	Толуол	0.02044613	0.000012	0.0003922
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000047	0.0001488
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.000000067	0.0000021

Камера пуска-приема газопровода

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	40	8760	0.025	0.2778	8.7600
004	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	100	8760	0.00011	0.0031	0.0964
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	140	8760	-	0.2808	8.8564

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.0008	0.0248
415	Углеводороды С1-С5			
416	Углеводороды С6-С10			
602	бензол			
616	Ксилол			
620	этилбензол			
621	Толуол			
1728	Этилмеркаптаны			
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.2800	8.8316

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.00088	0.0276
415	Углеводороды С1-С5	0.1782	5.6165
416	Углеводороды С6-С10	0.01	0.3143
602	бензол	0.00014	0.0043
616	Ксилол	0.00021	0.0067
620	этилбензол	0.00021	0.0067
621	Толуол	0.00022	0.0069
1728	Этилмеркаптаны	0.0000094	0.0003
2754	Углеводороды С11-С19	0.3187	10.0564

ИЗА	**6107**	**Система закачки остаточного газа**
ИВ	001-002	

Расчет выполнен по методике [3].

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	150	8760	0.0045	0.1875	5.9130
002	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	100	8760	0.00039	0.0108	0.3416
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	250	8760	-	0.1983	6.2546

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период

333	Сероводород	0.0022	0.0000044	0.000139
415	Углеводороды С1-С5	98.074	0.1945	6.1341642
416	Углеводороды С6-С10	1.763	0.0035	0.1102629
602	бензол	0.037	0.000074	0.0023375
616	Ксилол	0.003	0.0000053	0.0001676
620	этилбензол	0.004	0.0000076	0.0002393
621	Толуол	0.020	0.000041	0.0012788
1728	Этилмеркаптаны	0.008	0.000015	0.000485
2754	Углеводороды С11-С19	0.0001	0.00000022	0.0000069

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	150	8760	0.0045	0.1875	5.9130
002	Фланцевые соединения	газовая смесь	100	8760	0.00039	0.0108	0.3416
ИТОГО:							
		газовая смесь	250	8760	-	0.1983	6.2546

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.000		
415	Углеводороды С1-С5	89.685	0.1779	5.6095
416	Углеводороды С6-С10	4.946	0.0098	0.3094
602	бензол	0.092	0.0002	0.0058
616	Ксилол	0.049	0.0001	0.0031
620	этилбензол	0.056	0.0001	0.0035
621	Толуол	0.111	0.0002	0.0069
1728	Этилмеркаптаны	0.000		
2754	Углеводороды С11-С19	0.075	0.0002	0.0047

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.0000044	0.000139
415	Углеводороды С1-С5	0.1945	11.7436527
416	Углеводороды С6-С10	0.0098	0.4196433
602	бензол	0.00018	0.0081204
616	Ксилол	0.000097	0.0032388
620	этилбензол	0.00011	0.0037714
621	Толуол	0.00022	0.0082237
1728	Этилмеркаптаны	0.000015	0.000485
2754	Углеводороды С11-С19	0.00015	0.0046804
	Всего	**0.2050764**	**12.1919547**

ИЗА	**6108**	**Уст-100. Гидравлический блок питания**
ИВ	001 - 003	Система подачи гидравлической жидкости

Расчет выполнен по методике [3].

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы	гидравлическая жидкость	5	8760	0.000032	4.4E-05	0.0014
002	Запорно-регулирующая арматура	гидравлическая жидкость	70	8760	0.0000084	0.0002	0.0052
003	Фланцевые соединения	гидравлическая жидкость	60	8760	0.00000039	0.000007	0.0002
ИТОГО:							
	масло минеральное	гидравлическая жидкость	135	8760	-	0.0002	0.0068

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
2735	Масло минеральное	100	0.0002	0.0068

ИЗА	**6109**	**Уст-100. Гидравлический блок питания**
ИВ	001 - 003	Система подачи гидравлической жидкости

Расчет выполнен по методике [3].

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы	гидравлическая жидкость	5	8760	0.000032	4.4E-05	0.0014
002	Запорно-регулирующая арматура	гидравлическая жидкость	70	8760	0.0000084	0.0002	0.0052
003	Фланцевые соединения	гидравлическая жидкость	60	8760	0.00000039	0.000007	0.0002
ИТОГО:							
	масло минеральное	гидравлическая жидкость	135	8760	-	0.00021428	0.00675746

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
2735	Масло минеральное	100	0.0002	0.0068

ИЗА	**6110**	**Уст-220. Мультифазные эксплуатационные насосы**
ИВ	001 - 003	Насосы-отгрузки флюида

Расчет выполнен по методике [3].

Насосы отгрузки флюида

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы с двойным торцевым уплотнением	нефть Каламкас	4	8760	0.013	0.0144	0.4555
002	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	80	8760	0.0025	0.0556	1.7520
003	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	85	8760	0.00011	0.0026	0.0819
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	169	8760	-	0.0726	2.2894

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.0000		
415	Углеводороды С1-С5	13.6742	0.0099	0.3131
416	Углеводороды С6-С10	15.6113	0.0113	0.3574
602	бензол	0.1172	0.0001	0.0027
616	Ксилол	0.5831	0.0004	0.0133
620	этилбензол	0.5588	0.0004	0.0128
621	Толуол	0.4062	0.0003	0.0093
1728	Этилмеркаптаны	0.0000		
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940	0.0189	0.5974

Насосы отгрузки флюида

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы с двойным торцевым уплотнением	Дизельное топливо	4	8760	0.00325	0.0036	0.1139
002	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	80	8760	0.0025	0.0556	1.7520
003	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	85	8760	0.00011	0.0026	0.0819
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	169	8760	-	0.0618	1.9478

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.0002	0.0055
415	Углеводороды С1-С5			
416	Углеводороды С6-С10			
602	бензол			
616	Ксилол			
620	этилбензол			
621	Толуол			
1728	Этилмеркаптаны			
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.0616	1.9423

Итого по ИЗА			
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.00017	0.0054538
415	Углеводороды С1-С5	0.0099	0.3130618
416	Углеводороды С6-С10	0.0113	0.3574103
602	бензол	0.000085	0.0026826
616	Ксилол	0.00042	0.013349
620	этилбензол	0.00041	0.0127935
621	Толуол	0.00029	0.0092987
1728	Этилмеркаптаны	0	0
2754	Углеводороды С11-С19	0.0616	1.9423322

ИЗА	**0101**	**Уст-480. Резервная дизельная станция (3 ген.)**
ИВ	0001	Резервный генератор, В4-480-EG-101
	0002	Резервный генератор, В4-480-EG-201
	0003	Резервный генератор, В4-480-EG-301

Расчет выполнен по методике [1].

Исходные данные

ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	Вгод , т/год	ч/год*	ч/нед
1	2145	1500-3000	540.0	1328.4	2460	47
2	2145	1500-3000	540.0	1328.4	2460	47
3	2145	1500-3000	540.0	1328.4	2460	47
ИТОГО по источнику:						
3	2145	1500-3000	540.0	3985.2	2460	47

Расчетные вспомогательные параметры

Расчетная группа СДУ		Г
Количество одновременно работающих генераторов	шт.	3
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.252
Коэффициент использования, k		1.000

Расчет эмиссий

Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год
	Азота оксиды	10.80	45.0	19.3050	179.3340
301	Азота диоксид			15.4440	143.4672
304	Азота оксид			2.5097	23.3134
328	Сажа	0.6	2.5	1.0725	9.9630
330	Серы диоксид	1.20	5.0	2.1450	19.9260
337	Углерода оксид	7.20	30.0	12.8700	119.5560
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00002	0.0002
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.2681	2.3911
2754	Углеводороды	3.60	15.0	6.4350	59.7780
	ИТОГО			**40.7443**	**378.3950**

ИЗА	**0102**	**Уст-480. Расходные резервуары ГСМ (3 ед.)**
ИВ	001	Расходные резервуары дизтоплива

Расчет выполнен по методике [3].

Исходные данные и расчет эмиссий, г/с

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конст-рукция	Наимен. вещества	$M_{сек} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с
001	Расходные резервуары дизтоплива	7.3	Вертик.	Пары дизтоп.	3.92	0.9	8.0	0.0078

Исходные данные и расчет эмиссий, т/год

Номер ИВ	Наимен. вещества	$M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_p$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/год	$G_{хр}$	$K_{нп}$	N_p	$M_{год}$, т/год
001	Пары дизтоп.	2.36	3.15	4782.2	0.270	0.0029	3	0.0142

Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содерж. ЗВ, %	Выбросы ЗВ, всего	
			г/с	т/год
333	Сероводород	0.28%	0.000022	0.00004
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	99.72%	0.0078	0.0142

ИЗА	**6111**	**Уст-480. Линия подачи ГСМ**
ИВ	001 - 002	Система подачи дизтоплива
	003 - 005	Система подачи смазочного масла

Расчет выполнен по методике [20].

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/год	кг/ч	г/с	т/год
001	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	70	8760	0.0025	0.0486	1.5330
002	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	120	8760	0.00011	0.0037	0.1156
ИТОГО:							
Дизельное топливо		Дизельное топливо	190	8760	-	0.0523	1.6486

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/год
333	Сероводород	0.28%	0.0002	0.0046
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	99.72%	0.0521	1.6440

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/год	кг/ч	г/с	т/год
003	Насосы	смазочное масло	5	8760	0.013	0.0181	0.5694
004	Запорно-регулирующая арматура	смазочное масло	40	8760	0.0025	0.0278	0.8760
005	Фланцевые соединения	смазочное масло	55	8760	0.00011	0.0017	0.0530
ИТОГО:							
масло минеральное		смазочное масло	100	8760	-	0.0475	1.4984

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/год
2735	Масло минеральное	100	0.0475	1.4984

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/год
333	Сероводород	0.0002	0.0046
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	0.0521	1.6440
2735	Масло минеральное	0.0475	1.4984

ИЗА	**6112**	**Уст-120. Система распределения метанола**
ИВ	001 - 003	Подача метанола
	005 - 007	Подача уплотнительного масла к насосам метанола

Расчет выполнен по методике [3].

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы с двойным торцевым уплотнением	Метанол	5	8760	0.00325	0.0045	0.1424
002	Запорно-регулирующая арматура	Метанол	20	8760	0.0025	0.0139	0.4380
003	Фланцевые соединения	Метанол	48	8760	0.00011	0.0015	0.0463
ИТОГО:							
Methanol		Метанол	73	8760	-	0.0199	0.6266

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
1052	Метанол	100	0.0199	0.6266

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
005	Насосы с двойным торцевым уплотнением	Уплотнительное масло	5	8760	0.000008	1.1E-05	0.0004
006	Запорно-регулирующая арматура	Уплотнительное масло	15	8760	0.0000084	0.00004	0.0011
007	Фланцевые соединения	Уплотнительное масло	30	8760	0.00000039	3.3E-06	0.0001
ИТОГО:							
масло минеральное		Уплотнительное масло	50	8760	-	4.9E-05	0.0016

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период

2735	Масло минеральное	100	0.00005	0.0016

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
1052	Метанол	0.0199	0.6266
2735	Масло минеральное	0.00005	0.0016

ИЗА	**0103**	**Уст-730. Пожарная мотопомпа (4 ед.)**
ИВ	001	Пожарная мотопомпа, В4-730-MD-001A
	002	Пожарная мотопомпа, В4-730-MD-001B
	003	Пожарная мотопомпа, В4-730-MD-001C
	004	Пожарная мотопомпа, В4-730-MD-001D

Расчет выполнен по методике [1].

Исходные данные

ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/нед
001	1629	1500-3000	250.0	25.5	102	2
002	1629	1500-3000	250.0	25.5	102	2
003	1629	1500-3000	250.0	25.5	102	2
004	1629	1500-3000	250.0	25.5	102	2
ИТОГО по источнику:						
4	1629	1500-3000	250.0	102.0	204	4

Расчетные вспомогательные параметры

Расчетная группа СДУ		Г
Количество одновременно работающих генераторов	шт.	2
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.153
Коэффициент использования, k		1.000

Расчет эмиссий

Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год
	Азота оксиды	10.80	45.0	9.7740	4.5900
301	Азота диоксид			7.8192	3.6720
304	Азота оксид			1.2706	0.5967
328	Сажа	0.6	2.5	0.5430	0.2550
330	Серы диоксид	1.20	5.0	1.0860	0.5100
337	Углерода оксид	7.20	30.0	6.5160	3.0600
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00001	0.000006
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.1358	0.0612
2754	Углеводороды	3.60	15.0	3.2580	1.5300

ИЗА	**0104**	**Уст-730. Расходные резервуары ГСМ**
ИВ	001	Расходные резервуары дизтоплива

Расчет выполнен по методике [3].
Исходные данные и расчет эмиссий, г/с

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конст-рукция	Наимен. вещества	$M_{сек} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с
001	Расходные резервуары дизтоплива	6.12	Вертик.	Пары дизтоп.	3.92	0.9	8.0	0.0078

Исходные данные и расчет эмиссий, т/год

Номер ИВ	Наимен. вещества	$M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_p$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/год	$G_{хр}$	$K_{нп}$	N_p	$M_{год}$, т/год
001	Пары дизтоп.	2.36	3.15	122.4	0.270	0.0029	4	0.0034

Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содерж. ЗВ, %	Выбросы ЗВ, всего	
			г/с	т/год
333	Сероводород	0.28%	0.000022	0.0000096
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	99.72%	0.0078	0.0034

ИЗА	**6113**	**Уст-730. Линия подачи ГСМ**
ИВ	001 - 002	Система подачи дизтоплива
	003 - 005	Система подачи смазочного масла

Расчет выполнен по методике [20].

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/год	кг/ч	г/с	т/год

001	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	95	8760	0.0025	0.0659722	2.0805
002	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	160	8760	0.00011	0.0048889	0.154176
ИТОГО:							
Дизельное топливо		Дизельное топливо	255	8760	-	0.0708611	2.234676

Идентификация вредных веществ в потоке				
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/год
333	Сероводород	0.28%	0.0002	0.0063
2754	Углеводороды С12-С19	99.72%	0.0707	2.2284

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/год	кг/ч	г/с	т/год
003	Насосы	смазочное масло	10	8760	0.013	0.0361	1.1388
004	Запорно-регулирующая арматура	смазочное масло	65	8760	0.0025	0.0451	1.4235
005	Фланцевые соединения	смазочное масло	100	8760	0.00011	0.0031	0.0964
ИТОГО:							
смазочное масло		смазочное масло	175	8760	-	0.0843	2.6587

Идентификация вредных веществ в потоке				
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/год
2735	Масло минеральное	100	0.0843	2.6587

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/год
333	Сероводород	0.0002	0.0063
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	0.0707	2.2284
2735	Масло минеральное	0.0843	2.6587

Морская платформа. Вариант 3

ИЗА	6101	Уст-100. Устья скважин (16 ед.)					
ИВ	001 - 002	Добывающие УС					
	003 - 004	Нагнетательные УС					
Расчет выполнен по методике [3].							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	272	8760	0.0025	0.1889	5.9568
002	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	64	8760	0.00011	0.0020	0.0617
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	336	8760	-	0.1908	6.0185

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0	0	0
415	Углеводороды С1-С5	13.6742496	0.0261	0.823
416	Углеводороды С6-С10	15.6113499	0.0298	0.9396
602	бензол	0.11717516	0.0002	0.0071
616	Ксилол	0.58307221	0.0011	0.0351
620	этилбензол	0.55880642	0.0011	0.0336
621	Толуол	0.40615953	0.0008	0.0244
1728	Этилмеркаптан	0	0	0
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940072	0.0498	1.5705

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	272	8760	0.0025	0.1889	5.9568
002	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	64	8760	0.0001	0.0020	0.0617
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	336	8760	-	0.1908	6.0185

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.0005	0.0169
415	Углеводороды С1-С5			
416	Углеводороды С6-С10			
602	бензол			
616	Ксилол			
620	этилбензол			
621	Толуол			
1728	Этилмеркаптан			
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.1903	6.0016

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	272	8760	0.0045	0.3400	10.7222
002	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	64	8760	0.00039	0.0069	0.2186
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	336	8760	-	0.3469	10.9409

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.000008	0.0002
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.3403	10.7301
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0061	0.1929
602	бензол	0.03737285	0.0001	0.0041
616	Ксилол	0.0026801	0.000009	0.0003
620	этилбензол	0.00382598	0.00001	0.0004
621	Толуол	0.02044613	0.00007	0.0022

1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.00003	0.0008
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.0000004	0.00001

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.0005	0.0169
415	Углеводороды С1-С5	0.3403	10.7301
416	Углеводороды С6-С10	0.0298	0.9396
602	бензол	0.0002	0.0071
616	Ксилол	0.0011	0.0351
620	этилбензол	0.0011	0.0336
621	Толуол	0.0008	0.0244
1728	Этилмеркаптаны	0.00003	0.0008
2754	Углеводороды С11-С19	0.1903	6.0016
	Всего	**0.5641**	**17.7892**

ИЗА	**6102**	**Уст-120. Система распределения химреагентов**
ИВ	001 - 002	Подача метанола
	003 - 004	Подача ингибитора коррозии
	005 - 006	Подача ингибитора отложений
	007 - 008	Подача ингибитора асфальтенов
	009 - 010	Подача антинакипина

Расчет выполнен по методике [3].

Система метанола

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Метанол	25	8760	0.0025	0.0174	0.5475
002	Фланцевые соединения	Метанол	20	8760	0.00011	0.0006	0.0193
ИТОГО:							
Methanol		Метанол	45	8760	-	0.01797222	0.566772

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
616	Ксилол			
621	Толуол			
1001	4-Аминофенол			
1051	Изопропиловый спирт			
1052	Метанол	100	0.0180	0.5668
1860	Триалкиламины			
2750	Сольвент нафта			
2853	Глицерин			

Система ингибитора коррозии

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	Ингибитор коррозии	10	8760	0.0025	0.0069	0.2190
004	Фланцевые соединения	Ингибитор коррозии	20	8760	0.00011	0.0006	0.0193
ИТОГО:							
Cortron RN-576		Ингибитор коррозии	30	8760	-	0.0076	0.2383

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
616	Ксилол			
621	Толуол			
1001	4-Аминофенол	30	0.0023	0.0715
1051	Изопропиловый спирт	5	0.0004	0.0119
1052	Метанол	60	0.0045	0.1430
1860	Триалкиламины	5	0.0004	0.0119
2750	Сольвент нафта			
2853	Глицерин			

Система ингибитора отложений

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
005	Запорно-регулирующая арматура	Ингибитор отложений	25	8760	0.0025	0.0174	0.5475
006	Фланцевые соединения	Ингибитор отложений	20	8760	0.00011	0.0006	0.0193
ИТОГО:							

Flotron D-1367	Ингибитор отложений	45	8760	-	0.0180	0.5668

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
616	Ксилол	5	0.0009	0.0283
621	Толуол	35	0.0063	0.1984
1001	4-Аминофенол			
1051	Изопропиловый спирт			
1052	Метанол			
1860	Триалкиламины			
2750	Сольвент нафта	60	0.0108	0.3401
2853	Глицерин			

Система ингибитора асфальтенов

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
007	Запорно-регулирующая арматура	Ингибитор асфальтенов	25	8760	0.0025	0.0174	0.5475
008	Фланцевые соединения	Ингибитор асфальтенов	20	8760	0.00011	0.0006	0.0193
ИТОГО:							
Flotron D-1367		Ингибитор асфальтенов	45	8760	-	0.0180	0.5668

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
616	Ксилол	5	0.0009	0.0283
621	Толуол	35	0.0063	0.1984
1001	4-Аминофенол			
1051	Изопропиловый спирт			
1052	Метанол			
1860	Триалкиламины			
2750	Сольвент нафта	60	0.0108	0.3401
2853	Глицерин			

Система антинакипина

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
009	Запорно-регулирующая арматура	Антинакипин	25	8760	0.0025	0.0174	0.5475
010	Фланцевые соединения	Антинакипин	25	8760	0.00011	0.0008	0.0241
ИТОГО:							
Gyptron SA-4016		Антинакипин	50	8760	-	0.0181	0.5716

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
616	Ксилол			
621	Толуол			
1001	4-Аминофенол			
1051	Изопропиловый спирт			
1052	Метанол			
1860	Триалкиламины			
2750	Сольвент нафта			
2853	Глицерин	60	0.0109	0.3430

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
616	Ксилол	0.0018	0.0567
621	Толуол	0.0126	0.3967
1001	4-Аминофенол	0.0023	0.0715
1051	Изопропиловый спирт	0.0004	0.0119
1052	Метанол	0.0225	0.7097
1860	Триалкиламины	0.0004	0.0119
2750	Сольвент нафта	0.0216	0.6801
2853	Глицерин	0.0109	0.3430

ИЗА	**6103**	**Уст-130. Манифольд**
ИВ	001 - 002	Эксплуатационный и тестовый коллекторы

Расчет выполнен по методике [3].

Эксплуатационный и тестовый коллекторы

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу

				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	900	8760	0.0025	0.6250	19.7100
002	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	900	8760	0.00011	0.0275	0.8672
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	1800	8760	-	0.6525	20.5772

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.0000		
415	Углеводороды С1-С5	13.6742	0.0892	2.8138
416	Углеводороды С6-С10	15.6113	0.1019	3.2124
602	бензол	0.1172	0.0008	0.0241
616	Ксилол	0.5831	0.0038	0.1200
620	этилбензол	0.5588	0.0036	0.1150
621	Толуол	0.4062	0.0027	0.0836
1728	Этилмеркаптаны	0.0000		
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940	0.1703	5.3694

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	900	8760	0.0025	0.6250	19.7100
002	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	900	8760	0.00011	0.0275	0.8672
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	1800	8760	-	0.6525	20.5772

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.0018	0.0576
415	Углеводороды С1-С5			
416	Углеводороды С6-С10			
602	бензол			
616	Ксилол			
620	этилбензол			
621	Толуол			
1728	Этилмеркаптаны			
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.6507	20.5196

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	900	8760	0.0045	1.1250	35.4780
002	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	900	8760	0.00039	0.0975	3.0748
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	1800	8760	-	1.2225	38.5528

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.0022229	0.000027	0.000857
415	Углеводороды С1-С5	98.073818	1.199	37.8101636
416	Углеводороды С6-С10	1.7628975	0.0216	0.6796457
602	бензол	0.0373728	0.00046	0.0144083
616	Ксилол	0.0026801	0.000033	0.0010333
620	этилбензол	0.003826	0.000047	0.001475
621	Толуол	0.0204461	0.00025	0.0078825
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.000095	0.0029893
2754	Углеводороды С11-С19	0.0001101	0.0000013	0.0000424

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.0018	0.0576163
415	Углеводороды С1-С5	1.199	37.8101636
416	Углеводороды С6-С10	0.1019	3.2123849

602	бензол	0.00076	0.0241114
616	Ксилол	0.0038	0.1199802
620	этилбензол	0.0036	0.1149869
621	Толуол	0.0027	0.0835764
1728	Этилмеркаптаны	0.000095	0.0029893
2754	Углеводороды С11-С19	0.6507	20.5196237

ИЗА	**6104**	**Уст-550. Система закрытого дренажа**
ИВ	001 - 002	Емкость системы закрытого дренажа
	003 - 005	Насосы системы закрытого дренажа

Расчет выполнен по методике [3].

Емкость системы закрытого дренажа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	20	8760	0.0025	0.0139	0.4380
002	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	40	8760	0.00011	0.0012	0.0385
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	60	8760	-	0.0151	0.4765

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.0000		
415	Углеводороды С1-С5	13.6742	0.0021	0.0652
416	Углеводороды С6-С10	15.6113	0.0024	0.0744
602	бензол	0.1172	0.00002	0.0006
616	Ксилол	0.5831	0.00009	0.0028
620	этилбензол	0.5588	0.00008	0.0027
621	Толуол	0.4062	0.000061	0.0019
1728	Этилмеркаптаны	0.0000		
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940	0.0039	0.1243

Насосы системы закрытого дренажа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Насосы с двойным торцевым уплотнением	нефть Каламкас	5	8760	0.013	0.0181	0.5694
004	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	60	8760	0.0025	0.0417	1.3140
005	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	70	8760	0.00011	0.0021	0.0675
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	135	8760	-	0.0619	1.9509

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.0000		
415	Углеводороды С1-С5	13.6742	0.0085	0.2668
416	Углеводороды С6-С10	15.6113	0.0097	0.3046
602	бензол	0.1172	0.0001	0.0023
616	Ксилол	0.5831	0.0004	0.0114
620	этилбензол	0.5588	0.0004	0.0109
621	Толуол	0.4062	0.0003	0.0079
1728	Этилмеркаптаны	0.0000		
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940	0.0161	0.5091

Емкость системы закрытого дренажа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	20	8760	0.0025	0.0139	0.4380
002	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	40	8760	0.00011	0.0012	0.0385
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	60	8760	-	0.0151	0.4765

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.00004	0.0013
415	Углеводороды С1-С5			

416	Углеводороды С6-С10				
602	бензол				
616	Ксилол				
620	этилбензол				
621	Толуол				
1728	Этилмеркаптаны				
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.0151		0.4752

Насосы системы закрытого дренажа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Насосы с двойным торцевым уплотнением	Дизельное топливо	5	8760	0.013	0.0181	0.5694
004	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	60	8760	0.0025	0.0417	1.3140
005	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	70	8760	0.00011	0.0021	0.0675
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	135	8760	-	0.0619	1.9509

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.0002	0.0055
415	Углеводороды С1-С5			
416	Углеводороды С6-С10			
602	бензол			
616	Ксилол			
620	этилбензол			
621	Толуол			
1728	Этилмеркаптаны			
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.0617	1.9454

Емкость системы закрытого дренажа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	20	8760	0.0045	0.0250	0.7884
002	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	40	8760	0.00039	0.0043	0.1367
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	60	8760	-	0.0293	0.9251

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.00000065	0.0000206
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.0288	0.9072377
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.00052	0.0163078
602	бензол	0.03737285	0.000011	0.0003457
616	Ксилол	0.0026801	0.00000079	0.0000248
620	этилбензол	0.00382598	0.0000011	0.0000354
621	Толуол	0.02044613	0.000006	0.0001891
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000023	0.0000717
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.000000032	0.000001

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.00021	0.0067967
415	Углеводороды С1-С5	0.0288	0.9072377
416	Углеводороды С6-С10	0.0121	0.3789493
602	бензол	0.00009	0.0028443
616	Ксилол	0.00045	0.0141535
620	этилбензол	0.00043	0.0135645
621	Толуол	0.00031	0.0098591
1728	Этилмеркаптаны	0.0000023	0.0000717
2754	Углеводороды С11-С19	0.0768	2.4205993

ИЗА	6105	Уст-190. Системы камер пуска/приема скребка					
ИВ	001 - 002	Камера пуска-приема скребка мультифазного трубопровода					
Расчет выполнен по методике [3].							
Камера пуска-приема скребка мультифазного трубопровода							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	40	8760	0.0025	0.0278	0.8760
002	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	100	8760	0.00011	0.0031	0.0964
ИТОГО:							
нефть		нефть Каламкас	140	8760	-	0.0308	0.9724
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0				
415	Углеводороды С1-С5		13.6742496	0.0042		0.1330	
416	Углеводороды С6-С10		15.6113499	0.0048		0.1518	
602	бензол		0.11717516	0.0000		0.0011	
616	Ксилол		0.58307221	0.0002		0.0057	
620	этилбензол		0.55880642	0.0002		0.0054	
621	Толуол		0.40615953	0.0001		0.0039	
1728	Этилмеркаптаны		0				
2754	Углеводороды С11-С19		26.0940072	0.0080		0.2537	
Камера пуска-приема скребка мультифазного трубопровода							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	40	8760	0.0045	0.0500	1.5768
002	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	100	8760	0.00039	0.0108	0.3416
ИТОГО:							
топливный газ		Многоком.смесь газов	140	8760	-	0.0608	1.9184
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0.00222293	0.0000014		0.0000426	
415	Углеводороды С1-С5		98.0738177	0.0597		1.8814873	
416	Углеводороды С6-С10		1.76289752	0.0011		0.0338201	
602	бензол		0.03737285	0.000023		0.000717	
616	Ксилол		0.0026801	0.0000016		0.0000514	
620	этилбензол		0.00382598	0.0000023		0.0000734	
621	Толуол		0.02044613	0.000012		0.0003922	
1728	Этилмеркаптаны		0.0077537	0.0000047		0.0001488	
2754	Углеводороды С11-С19		0.00011007	0.000000067		0.0000021	
Камера пуска-приема скребка мультифазного трубопровода							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	40	8760	0.0025	0.0278	0.8760
002	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	100	8760	0.00011	0.0031	0.0964
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	140	8760	-	0.0308	0.9724
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0.28	0.0001		0.0027	
415	Углеводороды С1-С5						
416	Углеводороды С6-С10						
602	бензол						
616	Ксилол						
620	этилбензол						
621	Толуол						
1728	Этилмеркаптаны						
2754	Углеводороды С11-С19		99.72	0.0307		0.9696	

Итого по ИЗА			
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.000086	0.0027226
415	Углеводороды С1-С5	0.0597	1.8814873
416	Углеводороды С6-С10	0.0048	0.1517985
602	бензол	0.000036	0.0011394
616	Ксилол	0.00018	0.0056696
620	этилбензол	0.00017	0.0054336
621	Толуол	0.00013	0.0039493
1728	Этилмеркаптаны	0.0000047	0.0001488
2754	Углеводороды С11-С19	0.0307	0.9696374

ИЗА	**6108**	**Уст-100. Гидравлический блок питания**					
ИВ	001 - 003	Система подачи гидравлической жидкости					
Расчет выполнен по методике [3].							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы	гидравлическая жидкость	5	8760	0.000032	4.4E-05	0.0014
002	Запорно-регулирующая арматура	гидравлическая жидкость	70	8760	0.0000084	0.0002	0.0052
003	Фланцевые соединения	гидравлическая жидкость	60	8760	0.00000039	0.000007	0.0002
ИТОГО:							
масло минеральное		гидравлическая жидкость	135	8760	-	0.0002	0.0068
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока		Выбросы, всего			
		мас. %		г/с		т/период	
2735	Масло минеральное	100		0.0002		0.0068	

ИЗА	**6109**	**Уст-100. Гидравлический блок питания**					
ИВ	001 - 003	Система подачи гидравлической жидкости					
Расчет выполнен по методике [3].							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы	гидравлическая жидкость	5	8760	0.000032	4.4E-05	0.0014
002	Запорно-регулирующая арматура	гидравлическая жидкость	70	8760	0.0000084	0.0002	0.0052
003	Фланцевые соединения	гидравлическая жидкость	60	8760	0.00000039	0.000007	0.0002
ИТОГО:							
масло минеральное		гидравлическая жидкость	135	8760	-	0.00021428	0.00675746
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока		Выбросы, всего			
		мас. %		г/с		т/период	
2735	Масло минеральное	100		0.0002		0.0068	

ИЗА	**6110**	**Уст-220. Мультифазные эксплуатационные насосы**					
ИВ	001 - 003	Насосы-отгрузки флюида					
Расчет выполнен по методике [3].							
Насосы отгрузки флюида							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы с двойным торцевым уплотнением	нефть Каламкас	4	8760	0.013	0.0144	0.4555
002	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	80	8760	0.0025	0.0556	1.7520
003	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	85	8760	0.00011	0.0026	0.0819
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	169	8760	-	0.0726	2.2894
Идентификация вредных веществ в потоке							

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.0000		
415	Углеводороды С1-С5	13.6742	0.0099	0.3131
416	Углеводороды С6-С10	15.6113	0.0113	0.3574
602	бензол	0.1172	0.0001	0.0027
616	Ксилол	0.5831	0.0004	0.0133
620	этилбензол	0.5588	0.0004	0.0128
621	Толуол	0.4062	0.0003	0.0093
1728	Этилмеркаптаны	0.0000		
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940	0.0189	0.5974

Насосы отгрузки флюида

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы с двойным торцевым уплотнением	Дизельное топливо	4	8760	0.00325	0.0036	0.1139
002	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	80	8760	0.0025	0.0556	1.7520
003	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	85	8760	0.00011	0.0026	0.0819
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	169	8760	-	0.0618	1.9478

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.0002	0.0055
415	Углеводороды С1-С5			
416	Углеводороды С6-С10			
602	бензол			
616	Ксилол			
620	этилбензол			
621	Толуол			
1728	Этилмеркаптаны			
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.0616	1.9423

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.00017	0.0054538
415	Углеводороды С1-С5	0.0099	0.3130618
416	Углеводороды С6-С10	0.0113	0.3574103
602	бензол	0.000085	0.0026826
616	Ксилол	0.00042	0.013349
620	этилбензол	0.00041	0.0127935
621	Толуол	0.00029	0.0092987
1728	Этилмеркаптаны	0	0
2754	Углеводороды С11-С19	0.0616	1.9423322

ИЗА	**0101**	**Уст-480. Резервная дизельная станция (3 ген.)**
ИВ	0001	Резервный генератор, В4-480-EG-101
	0002	Резервный генератор, В4-480-EG-201
	0003	Резервный генератор, В4-480-EG-301

Расчет выполнен по методике [1].

Исходные данные

ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	Вгод , т/год	ч/год*	ч/нед
1	2145	1500-3000	540.0	1328.4	2460	47
2	2145	1500-3000	540.0	1328.4	2460	47
3	2145	1500-3000	540.0	1328.4	2460	47
ИТОГО по источнику:						
3	2145	1500-3000	540.0	3985.2	2460	47

Расчетные вспомогательные параметры

Расчетная группа СДУ		Г
Количество одновременно работающих генераторов	шт.	3
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.252
Коэффициент использования, k		1.000

Расчет эмиссий					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год
	Азота оксиды	10.80	45.0	19.3050	179.3340
301	Азота диоксид			15.4440	143.4672
304	Азота оксид			2.5097	23.3134
328	Сажа	0.6	2.5	1.0725	9.9630
330	Серы диоксид	1.20	5.0	2.1450	19.9260
337	Углерода оксид	7.20	30.0	12.8700	119.5560
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00002	0.0002
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.2681	2.3911
2754	Углеводороды	3.60	15.0	6.4350	59.7780
	ИТОГО			**40.7443**	**378.3950**

ИЗА	**0102**	**Уст-480. Расходные резервуары ГСМ (3 ед.)**
ИВ	001	Расходные резервуары дизтоплива

Расчет выполнен по методике [3].

Исходные данные и расчет эмиссий, г/с

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конст-рукция	Наимен. вещества	$M_{сек} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с
001	Расходные резервуары дизтоплива	7.3	Вертик.	Пары дизтоп.	3.92	0.9	8.0	0.0078

Исходные данные и расчет эмиссий, т/год

Номер ИВ	Наимен. вещества	$M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_p$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/год	$G_{хр}$	$K_{нп}$	N_p	$M_{год}$, т/год
001	Пары дизтоп.	2.36	3.15	4782.2	0.270	0.0029	3	0.0142

Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содерж. ЗВ, %	Выбросы ЗВ, всего	
			г/с	т/год
333	Сероводород	0.28%	0.000022	0.00004
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	99.72%	0.0078	0.0142

ИЗА	**6111**	**Уст-480. Линия подачи ГСМ**
ИВ	001 - 002	Система подачи дизтоплива
	003 - 005	Система подачи смазочного масла

Расчет выполнен по методике [20].

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/год	кг/ч	г/с	т/год
001	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	70	8760	0.0025	0.0486	1.5330
002	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	120	8760	0.00011	0.0037	0.1156
		ИТОГО:					
	Дизельное топливо	Дизельное топливо	190	8760	-	0.0523	1.6486

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/год
333	Сероводород	0.28%	0.0002	0.0046
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	99.72%	0.0521	1.6440

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/год	кг/ч	г/с	т/год
003	Насосы	смазочное масло	5	8760	0.013	0.0181	0.5694
004	Запорно-регулирующая арматура	смазочное масло	40	8760	0.0025	0.0278	0.8760
005	Фланцевые соединения	смазочное масло	55	8760	0.00011	0.0017	0.0530
		ИТОГО:					
	масло минеральное	смазочное масло	100	8760	-	0.0475	1.4984

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/год
2735	Масло минеральное	100	0.0475	1.4984

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/год
333	Сероводород	0.0002	0.0046
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	0.0521	1.6440

2735	Масло минеральное	0.0475	1.4984

ИЗА	6112	Уст-120. Система распределения метанола
ИВ	001 - 003	Подача метанола
	005 - 007	Подача уплотнительного масла к насосам метанола

Расчет выполнен по методике [3].

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы с двойным торцевым уплотнением	Метанол	5	8760	0.00325	0.0045	0.1424
002	Запорно-регулирующая арматура	Метанол	20	8760	0.0025	0.0139	0.4380
003	Фланцевые соединения	Метанол	48	8760	0.00011	0.0015	0.0463
ИТОГО:							
Methanol		Метанол	73	8760	-	0.0199	0.6266

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
1052	Метанол	100	0.0199	0.6266

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
005	Насосы с двойным торцевым уплотнением	Уплотнительное масло	5	8760	0.000008	1.1E-05	0.0004
006	Запорно-регулирующая арматура	Уплотнительное масло	15	8760	0.0000084	0.00004	0.0011
007	Фланцевые соединения	Уплотнительное масло	30	8760	0.00000039	3.3E-06	0.0001
ИТОГО:							
масло минеральное		Уплотнительное масло	50	8760	-	4.9E-05	0.0016

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
2735	Масло минеральное	100	0.00005	0.0016

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
1052	Метанол	0.0199	0.6266
2735	Масло минеральное	0.00005	0.0016

ИЗА	0103	Уст-730. Пожарная мотопомпа (4 ед.)
ИВ	001	Пожарная мотопомпа, B4-730-MD-001A
	002	Пожарная мотопомпа, B4-730-MD-001B
	003	Пожарная мотопомпа, B4-730-MD-001C
	004	Пожарная мотопомпа, B4-730-MD-001D

Расчет выполнен по методике [1].

Исходные данные

ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/нед
001	1629	1500-3000	250.0	25.5	102	2
002	1629	1500-3000	250.0	25.5	102	2
003	1629	1500-3000	250.0	25.5	102	2
004	1629	1500-3000	250.0	25.5	102	2
ИТОГО по источнику:						
4	1629	1500-3000	250.0	102.0	204	4

Расчетные вспомогательные параметры

Расчетная группа СДУ		Г
Количество одновременно работающих генераторов	шт.	2
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.153
Коэффициент использования, k		1.000

Расчет эмиссий

Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год
	Азота оксиды	10.80	45.0	9.7740	4.5900

301	Азота диоксид			7.8192	3.6720
304	Азота оксид			1.2706	0.5967
328	Сажа	0.6	2.5	0.5430	0.2550
330	Серы диоксид	1.20	5.0	1.0860	0.5100
337	Углерода оксид	7.20	30.0	6.5160	3.0600
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00001	0.000006
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.1358	0.0612
2754	Углеводороды	3.60	15.0	3.2580	1.5300

ИЗА	**0104**	**Уст-730. Расходные резервуары ГСМ**
ИВ	001	Расходные резервуары дизтоплива

Расчет выполнен по методике [3].
Исходные данные и расчет эмиссий, г/с

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конст-рукция	Наимен. вещества	$M_{сек} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с
001	Расходные резервуары дизтоплива	6.12	Вертик.	Пары дизтоп.	3.92	0.9	8.0	0.0078

Исходные данные и расчет эмиссий, т/год

Номер ИВ	Наимен. вещества	$M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_p$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/год	$G_{хр}$	$K_{нп}$	N_p	$M_{год}$, т/год
001	Пары дизтоп.	2.36	3.15	122.4	0.270	0.0029	4	0.0034

Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содерж. ЗВ, %	Выбросы ЗВ, всего	
			г/с	т/год
333	Сероводород	0.28%	0.000022	0.0000096
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	99.72%	0.0078	0.0034

ИЗА	**6113**	**Уст-730. Линия подачи ГСМ**
ИВ	001 - 002	Система подачи дизтоплива
	003 - 005	Система подачи смазочного масла

Расчет выполнен по методике [20].

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/год	кг/ч	г/с	т/год
001	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	95	8760	0.0025	0.0659722	2.0805
002	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	160	8760	0.00011	0.0048889	0.154176
ИТОГО:							
Дизельное топливо		Дизельное топливо	255	8760	-	0.0708611	2.234676

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/год
333	Сероводород	0.28%	0.0002	0.0063
2754	Углеводороды С12-С19	99.72%	0.0707	2.2284

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/год	кг/ч	г/с	т/год
003	Насосы	смазочное масло	10	8760	0.013	0.0361	1.1388
004	Запорно-регулирующая арматура	смазочное масло	65	8760	0.0025	0.0451	1.4235
005	Фланцевые соединения	смазочное масло	100	8760	0.00011	0.0031	0.0964
ИТОГО:							
смазочное масло		смазочное масло	175	8760	-	0.0843	2.6587

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/год
2735	Масло минеральное	100	0.0843	2.6587

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/год
333	Сероводород	0.0002	0.0063
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	0.0707	2.2284
2735	Масло минеральное	0.0843	2.6587

ЖПК типа НУР. Варианты 1-3

ИЗА	**801**	**Генератор**				
ИВ	001	CAT 3516B				
Расчет эмиссий выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	Вгод , т/год	ч/год	ч/сут
1	1383	1500	304.5	2667.42	8760	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						В
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.2202
Коэффициент использования, k						1
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	8	33	3.0733	88.0249	
301	Азота диоксид			2.4586	70.4199	
304	Азота оксид			0.3995	11.4432	
328	Сажа	0.45	1.9	0.1729	5.0681	
330	Серы диоксид	1.5	6.1	0.5763	16.2713	
337	Углерода оксид	6.4	26	2.4587	69.3529	
703	Бенз(а)пирен	0.000014	0.000056	0.000005	0.00015	
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0461	1.3337	
2754	Углеводороды	3	12.5	1.1525	33.3428	
	ИТОГО			**7.2646**	**207.2320**	

ИЗА	**802**	**Генератор**				
ИВ	001	CAT 3516B				
Расчет эмиссий выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	Вгод , т/год	ч/год	ч/сут
1	1383	1500	304.5	2667.42	8760	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						В
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.2202
Коэффициент использования, k						1
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	8	33	3.0733	88.0249	
301	Азота диоксид			2.4586	70.4199	
304	Азота оксид			0.3995	11.4432	
328	Сажа	0.45	1.9	0.1729	5.0681	
330	Серы диоксид	1.5	6.1	0.5763	16.2713	
337	Углерода оксид	6.4	26	2.4587	69.3529	
703	Бенз(а)пирен	0.000014	0.000056	0.000005	0.00015	
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0461	1.3337	
2754	Углеводороды	3	12.5	1.1525	33.3428	
	ИТОГО			**7.2646**	**207.2320**	

ИЗА	**803**	**Генератор (резервный)**				
ИВ	001	CAT 3412				
Расчет эмиссий выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$В_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	620	1500	145.29	17.4348	120	0.5
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						Б
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.2343
Коэффициент использования, k						1

Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.6	40	1.6533	0.6974	
301	Азота диоксид			1.3226	0.5579	
304	Азота оксид			0.2149	0.0907	
328	Сажа	0.5	2	0.0861	0.0349	
330	Серы диоксид	1.2	5	0.2067	0.0872	
337	Углерода оксид	6.2	26	1.0678	0.4533	
703	Бенз(а)пирен	0.000012	0.000055	2.1E-06	0.0000	
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0207	0.0087	
2754	Углеводороды	2.9	12	0.4994	0.2092	
	ИТОГО			**3.4182**	**1.4419**	

ИЗА	**804**	**Котел "Garioni Naval"**				
ИВ	01	GMT-AC 600				
Расчет эмиссий выполнен по методикам [2], [11].						
Исходные данные						
Коли-чество ИВ	Тепловая мощность, кВт	Тип топлива	Расход топлива B		Время работы	
			кг/ч	т/год	ч/год	ч/сут
1	698	Дизельное	76.56	335.3328	4380	24

Характеристика топлива			Параметры, зависящие от типа топки и топлива			
A^r, %	S^r, %	Q^r, МДж/кг	q_4, %	x (в долях)	K_{CO}, кг/ГДж	K_{NO2}, кг/ГДж
0.025	0.3	42.75	0	0.01	0.32	0.0998

Коэффициенты, характеризующие мероприятия по снижению выбросов						
β	η	η'	η''			
0	0	0.02	0			

Расчет эмиссий					
Код вещества	Наименование ЗВ	Расчетная формула	Выбросы ЗВ		
			Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	$П_{NOx} = 0{,}001 B Q_i^r K_{NO2} (1 - \beta)$	0.0907	1.4307	
301	Азота диоксид	$П = 0.8 П_{NOx}$	0.0726	1.1445	
304	Азота оксид	$П = 0.13 П_{NOx}$	0.0118	0.1860	
328	Сажа	$П = B A^r x (1 - \eta)$	0.0053	0.0838	
330	Серы диоксид	$П = 0{,}02 B S^r (1 - \eta') (1 - \eta'')$	0.125	1.9718	
337	Углерода оксид	$П = 0{,}001 B Q_i^r K_{CO} (1 - q_4/100)$	0.2909	4.5874	
	ИТОГО		**0.5056**	**7.9735**	

ИЗА	**805**	**Пожарная мотопомпа**				
ИВ	001	IVECO 806 1.M 14.02				
Расчет эмиссий выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	92	1500	22.62	2.7144	120	0.5

Расчетные вспомогательные параметры		
Расчетная группа СДУ		Б
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.2459
Коэффициент использования, k		1

Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.6	40	0.2453	0.1086	
301	Азота диоксид			0.1962	0.0869	
304	Азота оксид			0.0319	0.0141	
328	Сажа	0.5	2	0.0128	0.0054	
330	Серы диоксид	1.2	5	0.0307	0.0136	
337	Углерода оксид	6.2	26	0.1584	0.0706	
703	Бенз(а)пирен	0.000012	0.000055	0.0000003	0.0000002	
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0031	0.0014	
2754	Углеводороды	2.9	12	0.0741	0.0326	
	ИТОГО			**0.5072**	**0.2245**	

ИЗА	**806**	**Пожарная мотопомпа**				
ИВ	001	IVECO 806 1.M 14.02				
Расчет эмиссий выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	92	1500	22.62	2.7144	120	0.5
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						Б
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.2459
Коэффициент использования, k						1
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.6	40	0.2453	0.1086	
301	Азота диоксид			0.1962	0.0869	
304	Азота оксид			0.0319	0.0141	
328	Сажа	0.5	2	0.0128	0.0054	
330	Серы диоксид	1.2	5	0.0307	0.0136	
337	Углерода оксид	6.2	26	0.1584	0.0706	
703	Бенз(а)пирен	0.000012	0.000055	3.1E-07	1.5E-07	
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0031	0.0014	
2754	Углеводороды	2.9	12	0.0741	0.0326	
	ИТОГО			**0.5072**	**0.2245**	

ИЗА	**807**	**Пожарная мотопомпа**				
ИВ	001	IVECO 806 1.M 14.02				
Расчет эмиссий выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	92	1500	22.62	2.7144	120	0.5
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						Б
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.2459
Коэффициент использования, k						1
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.6	40	0.2453	0.1086	
301	Азота диоксид			0.1962	0.0869	
304	Азота оксид			0.0319	0.0141	
328	Сажа	0.5	2	0.0128	0.0054	
330	Серы диоксид	1.2	5	0.0307	0.0136	
337	Углерода оксид	6.2	26	0.1584	0.0706	
703	Бенз(а)пирен	0.000012	0.000055	3.1E-07	1.5E-07	
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0031	0.0014	
2754	Углеводороды	2.9	12	0.0741	0.0326	
	ИТОГО			**0.5072**	**0.2245**	

№ ИЗА	**808**	**Наименование источника загрязнения атмосферы**			**Дымовая труба**		
№ ИВ	**001**	**Наименование источника выделения**			**Инсинератор TEAM TEC**		
Расчет эмиссий выполнен по методикам [8], [16]. https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293775/4293775147.htm							
Исходные данные							
Модель:	TEAM TEC GS 500 C				обознач.	значение	ед. изм.
Время работы:					T	4380	ч/год
Температура продуктов сгорания:					t	850	°C
Содержание кислорода в дымовых газах:					O_2	7.5	%
Коэффициент избытка воздуха (приложение 2): α=21/(21-O_2)					α	1.56	
	обознач.	д/т	пищ.отх.	мед.отх.	отходы	смесь отходов с д/т	ед. изм.
Количество сжигаемых отходов с д/т:	$B_{час}$	37.41	134.42	0.58	135	172.41	кг/ч
	$B_{год}$	163.9	21.02	0.09	295.65	459.51	т/год

Содержание углерода в рабочей массе:	C^p		12.6	55.1	12.781		%
Содержание водорода в рабочей массе:	H^p		1.8	7.6	1.825		%
Содержание кислорода в рабочей массе:	O^p		8	17.5	8.040		%
Содержание азота в рабочей массе:	N^p		0.95	0.9	0.950		%
Содержание серы в рабочей массе:	S^p	0.3	0.15	0.3	0.151	0.183	%
Содержание золы в рабочей массе:	A^p	0.025	4.5	10.6	4.526	3.549	%
Содержание влаги в рабочей массе:	W^p	0	72	8	71.727	56.164	%
Доля в общей массе:	i	0.217	0.9957	0.0043	1	1	
Низшая теплота сгорания:	$Q^p_н$	42.75	3.43	24.37	3.519	14.39	МДж/кг
	$Q^p_н$	10211	819	5821	841	3437	ккал/кг
Расчеты выбросов в атмосферу							
Расчет выбросов оксидов азота определяется по формуле: $\mathbf{M_{NOx}=B*Q^p_н*K_{NOx}*(1-\eta_1)*(1-q_4/100)}$	**M_{NOx}**	**0.2472523**	**0.0709543**	**0.0021542**	**0.0731165**	**0.3008**	**кг/ч**
Производительность установки по сжигаемым отходам:	B	0.03741	0.13442455	0.00057545	0.135	0.135	т/ч
Коэффициент, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла: $K_{NOx} = 0.16*e^{0.012*Дном}$	K_{NOx}	0.1610	0.1603	0.1600	0.1603	0.1613	кг/ГДж
Условная паропроизводительность котла, определяется из уравнения теплового баланса: $Д_{ном}=(B*Q^p_н*\eta)/\Delta h$	$Д_{ном}$	0.5421	0.1563	0.0048	0.1611	0.6585	т/ч
КПД инсинератора:	η	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	-
Разность энтальпий пара и питательной воды (при давлении 14 бар и температуре питательной воды 103°С):	Δh	2.36	2.36	2.36	2.36	2.36	МДж/кг
Коэффициент, учитывающий степень дожигания выбросов оксидов азота в результате примененных решений:	η_1	0	0	0	0	0	-
Потери теплоты от механической неполноты сгорания (рекомендуемое значение для слоевых топок):	q_4	4	4	4	4	4	%
Расчет выбросов хлористого водорода определяется по формуле: $\mathbf{M_{HCl}=3.6*V_1*C_{HCl}}$	**M_{HCl}**	**0.0335898**	**0.0207195**	**0.0002998**	**0.0210193**	**0.0088**	**кг/ч**
Объем сухих продуктов сгорания выбрасываемых от одного и нескольких агрегатов: $V_1=0.278*B*[(0.1+1.08*\alpha)*(Q^p_н+6*W^p)/1000+0.0124*W^p]*(273+t_г)/273$	V_1	0.7775	0.4796	0.0069	0.4866	0.2041	$м^3/с$
Содержание хлористого водорода в продуктах сгорания:	C_{HCl}	0.012	0.012	0.012	0.012	0.012	$г/м^3$
Расчет выбросов оксидов серы определяется по формуле: $\mathbf{M_{SO2}=20*B*S^p*(1-\eta'_{SO2})*(1-\eta''_{SO2})}$	**M_{SO2}**	**0.1571220**	**0.2822916**	**0.0024169**	**0.2847084**	**0.3460**	**кг/ч**
Доля оксидов серы, связываемых летучей золой отходов:	η'_{SO2}	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	
Доля оксидов серы, улавливаемых в золоуловителях попутно с улавливанием твердых частиц:	η''_{SO2}	0	0	0	0	0	
Расчет выбросов оксида углерода определяется по формуле: $\mathbf{M_{CO}=C_{CO}*B*(1-q_4/100)}$	**M_{CO}**	**0.0004547**	**0.0001311**	**0.0000040**	**0.0001351**	**0.5523**	**кг/ч**
Выход оксида углерода при сжигании отходов определяется по формуле: $C_{CO}=\sout{1000*}q_3*R*Q^p_н/1013$	C_{CO}	0.0127	0.0010	0.0072	0.0010	4.26	кг/т
Потери теплоты от химической неполноты сгорания отходов:	q_3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	%
Коэффициент, учитывающий долю потери теплоты вследствии химической неполноты сгорания отходов, обусловленной содержанием оксида углерода в продуктах неполноты сгорания:	R	1	1	1	1	1	

Расчет выбросов фтористого водорода определяется по формуле: $M_{HF}=3.6*V_1*C_{HF}$	M_{HF}	**0.0069979**	**0.0043166**	**0.0000625**	**0.0043790**	**0.018369**	**кг/ч**
Содержание фтористого водорода в продуктах сгорания:	C_{HF}	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025	0.025	г/м^3
Расчет выбросов золы определяется по формуле: $M_{золы}=10^{3}*B*\alpha_{ун}*[A^p+q_4*(Q^p_н/32.7)]/(1-00)*(1-\eta з)$,	$M_{золы}$	**0.3931311**	**1.3226225**	**0.0156304**	**1.3382528**	**1.4336**	**кг/ч**
Доля золы в уносе:	$\alpha_{ун}$	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
Средняя теплота сгорания горючих веществ в уносе:		32.7	32.7	32.7	32.7	32.7	МДж/кг
Доля твердых частиц, улавливаемая в золоуловителях:	η3	0	0	0	0	0	

Код ЗВ	**Наименование ЗВ**	**Максимально-разовые выбросы в атмосферу**					
0301	Азота диоксид	0.0549450	0.0157676	0.0004787	0.0162481	0.0668377	г/с
0304	Азота оксид	0.0089286	0.0025622	0.0000778	0.0026403	0.0108611	г/с
0316	Соляная кислота	0.0093305	0.0057554	0.0000833	0.0058387	0.0024492	г/с
0330	Серы диоксид	0.0436450	0.0784143	0.0006714	0.0790857	0.0961002	г/с
0337	Углерода оксид	0.0001263	0.0000364	0.0000011	0.0000375	0.1534233	г/с
0342	Гидрофторид	0.0019439	0.0011990	0.0000173	0.0012164	0.0051025	г/с
2902	Взвешенные вещества	0.1092031	0.3673951	0.0043418	0.3717369	0.3982254	г/с
Итого:		**0.2281224**	**0.4711300**	**0.0056714**	**0.4768036**	**0.7329994**	**г/с**
Код ЗВ	**Наименование ЗВ**	**Валовые выбросы в атмосферу**					
0301	Азота диоксид	0.8663721	0.2486237	0.0075482	0.2562002	1.0538966	т/год
0304	Азота оксид	0.1407855	0.0404014	0.0012266	0.0416325	0.1712582	т/год
0316	Соляная кислота	0.1471233	0.0907516	0.0013131	0.0920647	0.0386190	т/год
0330	Серы диоксид	0.6881944	1.2364370	0.0105859	1.2470230	1.5153085	т/год
0337	Углерода оксид	0.0019915	0.0005742	0.0000175	0.0005916	2.4191778	т/год
0342	Гидрофторид	0.0306507	0.0189066	0.0002736	0.0191801	0.0804562	т/год
2902	Взвешенные вещества	1.7219140	5.7930865	0.0684609	5.8615475	6.2792177	т/год
Итого:		**3.5970315**	**7.4287810**	**0.0894258**	**7.5182396**	**11.5579340**	**т/год**

ИЗА	**0809**	**Резервуары ГСМ**
ИВ	001, 002	Резервуары хранения дизтоплива
	003-006	Расходные резервуары дизтоплива
	007-009	Резервуары смазочного масла*

Расчет выполнен по методике [3].

Исходные данные и расчет эмиссий, г/с

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конст-рукция	Наимен. вещества	Максимальные выбросы: $M_{м.р.} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с
001, 002	Резервуары хранения дизтоплива	120	Заглуб.	Пары дизтопива	3.92	0.77	50.0	0.0419
003-006	Расходные резервуары дизтоплива	7	Заглуб.	Пары дизтопива	3.92	0.80	6.0	0.0052
007-009	Резервуары смазочного масла*	8	Заглуб.	Пары масла	0.39	0.8	1.2	0.0001

Исходные данные и расчет эмиссий, т/год

Номер ИВ	Наимен. вещества	Годовые выбросы: $M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_p$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/год	$G_{хр}$	$K_{нп}$	N_p	$M_{год}$, т/год
001, 002	Пары дизтопива	2.36	3.15	11719.2	0.142	0.0029	2	0.0257
003-006	Пары дизтопива	2.36	3.15	5859.6	0.081	0.0029	4	0.0139
007-009	Пары масла	2.36	3.15	878.9	0.081	0.00027	3	2.0E-03

Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах дизтоплива

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содержание ЗВ	Выбросы, всего		
			г/с	т/год	
	Пары дитоплива		0.0419	0.0395	
	В том числе:				
333	Сероводород	0.28%	0.0001	1.1E-04	
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	99.72%	0.0418	0.0394	
2735	Масло минеральное		0.0001	0.0020	

** - в том числе резервуары с замазученной водой*

ИЗА	**6801**	**Система подачи ГСМ**
ИВ	001-058	Система топливоподачи
	059-074	Система перекачки смазочных масел*

Расчет эмиссий выполнен по методикам [3], [5].

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Наимен. ЗВ	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	доля	Выбросы в атмосферу	
				ч/год	кг/ч		г/с	т/год
001-058	*Система топливоподачи*							
	Насосы	Пары дизтоплива	3	8760	0.07	-	0.0583	1.8396

	Арматура	Пары дизтоплива	20	8760	0.007	0.07	0.0026	0.0808
	Фланцы	Пары дизтоплива	47	8760	0.000288	0.02	0.0001	0.0024
	ИТОГО:						**0.0610**	**1.9228**
059-074	*Система перекачки смазочных масел**							
	Насосы	Масло минер.	4	8760	0.03	-	0.0333	1.0512
	Арматура	Масло минер.	8	8760	0.007	0.07	0.0010	0.0323
	Фланцы	Масло минер.	20	8760	0.00029	0.02	0.0000	0.0010
	ИТОГО:						**0.0344**	**1.0845**

Идентификация вредных веществ в парах дизтоплива

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содерж.	Выбросы, всего		
			г/с	т/год	
333	Сероводород	0.0028	0.0002	0.0054	
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	0.9972	0.0608	1.9174	
2735	Масло минеральное		0.0344	1.0845	

** - в том числе система перекачки замазученной воды*

ИЗА	**810**	**Механическая мастерская**
ИВ	001	Сверлильный станок
	002	Токарный
	003	Заточной станок

Расчет выполнен по методике [4].

Наименование оборудования	Кол.	Время работы		Код ЗВ	Наименование ЗВ	Уд. показатель q		Выбросы ЗВ	
		ч/сут	ч/год			г/с на 1 кВт	г/с	г/с	т/год
Сверлильный станок	1	1	365	2868	Эмульсол	5.0E-07		5.5E-07	7.2E-07
1.1 кВт									
Токарный	1	1	365	2868	Эмульсол	5.0E-07		1.5E-06	2.0E-06
3 кВт									
Заточной станок	1	1	365	2902	Взвеш. вещества		0.012	0.0024	3.2E-03
Д=200 мм				2908	Пыль неорг., 20-70%		0.008	0.0016	2.1E-03
ВСЕГО	**3**	**1**	**365**	**2868**	**Эмульсол**			**2.1E-06**	**2.7E-06**
				2902	**Взвеш. вещества**			**0.0024**	**3.2E-03**
				2908	**Пыль неорг., SiO_2: 20-70%**			**0.0016**	**2.1E-03**
Коэффициент гравитационного оседания:					k = 0.2				

ИЗА	**6802**	**Участок покраски**
ИВ	001	Грунтовка ФЛ-086
	002	Эмаль ПФ-115
	003	Растворитель РС-2

Расчет выполнен по формулам методики [9].

Расход и характеристика окрасочных материалов

Наимен. ЛКМ	Расход ЛКМ		Доля летучей части	Наимен. летучих компонентов	Содержание компонента в летучей части
	кг/ч	т/год			
Грунтовка ФЛ-086	0.8	0.14	0.46	Уайт-спирит	0.5
				Ксилол	0.5
Эмаль ПФ-115	0.8	0.04	0.45	Уайт-спирит	0.5
				Ксилол	0.5
Растворитель РС-2	0.1	0.28	1	Уайт-спирит	0.7
				Ксилол	0.3
Доля выбросов в период окраски			0.28	Способ окраски:	кистью
Доля выбросов в период сушки			0.72		
Продолжительность сушки, часов			20		

Расчет выбросов в атмосферу

Наимен. ЛКМ	Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы при окраске		Выбросы при сушке		ИТОГО	
			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
Грунтовка ФЛ-086	2752	Уайт-спирит	0.01431	0.00902	0.00184	0.02318	0.0162	0.0322
	616	Ксилол	0.01431	0.00902	0.00184	0.02318	0.0162	0.0322
Эмаль ПФ-115	2752	Уайт-спирит	0.014	0.00252	0.0018	0.00648	0.0158	0.0090
	616	Ксилол	0.014	0.00252	0.0018	0.00648	0.0158	0.0090
Растворитель РС-2	2752	Уайт-спирит					0.0194	0.1960
	616	Ксилол					0.0083	0.0840
ВСЕГО по участку окраски	**616**	**Ксилол**					**0.0162**	**0.1252**
	2752	**Уайт-спирит**					**0.0194**	**0.2372**

Внутрискважинные работы. Варианты 1-3

ИЗА	0301	Термоокислитель Bekaert CEB 350			
ИВ	002	Система розжига и поддержки в рабочем состоянии			
Расчет выполнен согласно спецификации производителя и по формулам методик [4] - [6].					
Исходные данные					
Количество установок			шт.		1
Максимальная тепловая мощность установки			кВт (данные производителя установки)		3517
Полнота сгорания			данные производителя установки		99.99%
Плотность газа			кг/нм^3		1.969
			кг/ст.м^3		1.834
Максимальный часовой расход газа (В)			кг/час		26.00
			нм^3/ч		13.207
			ст.м3/ч		14.174
Годовой расход газа (В)			т/год		37.44
			тыс.нм^3/год		19.0175
			тыс.ст.м^3/год		20.4100
Время работы установки			ч/год		1440
Объем сухих дымовых газов при сжигании 1 м^3 газа			нм^3/м^3		31.317
Объем газов за установкой			м^3/ч		1928.5703
			м^3/с		0.5357
Серосодержание в газе (S^r)			% масс		0.0128
Содержание сероводорода в газе $[H_2S]_m$			% масс		0.003

Расчет эмиссий

КОД ЗВ	Наименование ЗВ	Концентрации ЗВ в дымовых газах по технической характеристике (O_2=3%), или расчетная формула		Концентрации ЗВ в дымовых газах, приведенная к α=1.4, мг/нм3	Выбросы ЗВ	
		ppmvd	мг/нм^3		г/с	т/год
	Азота оксиды	15	31.70	26.417	0.0030	0.015733
301	Азота диоксид	*0.8 NO_x*			0.0024	0.0125864
304	Азота оксид	*0.13 NO_x*			0.00039	0.0020453
330	Серы диоксид	*0.02 * B * S^r * n*			0.0019	0.009600802
333	Сероводород	*0.01$[H_2S]_m$*B*(1-η)*			0.000000022	0.00000011
337	Углерода оксид	10	12.50	10.417	0.0012	0.0062038
415	Углеводороды C_1-C_5	10	7.06	5.883	0.00068	0.0035039
	ИТОГО:				**0.006570022**	**0.033940312**

ИЗА	6301	Система перекачки флюида
ИВ	001	Сепаратор
	002	Буферный резервуар
	003	Насосы с двойным торцевым уплотнением
	004	Запорно-регулирующая арматура
	005	Фланцевые соединения

Расчет выполнен по методике [8].

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	*P*, гПа	*V*, м3	*Kд*	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/год				кг/ч	г/с	т/год
001	Сепаратор	нефть Каламкас	1	1440	99300	3.5	1.23	0.3477	0.0966	0.5006
002	Буферный резервуар	нефть Каламкас	2	1440	10300	16	1.23	0.3828	0.1063	0.5512

Расчет выполнен по методикам [1], [2].

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Доля	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/год		кг/ч	г/с	т/год
003	Насосы с двойным торцевым уплотнением	нефть Каламкас	5	1440	-	0.013	0.018056	0.0936
004	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	20	1440	0.365	0.0025	0.005069	0.02628
005	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	60	1440	0.05	0.00011	9.17E-05	0.0004752
ИТОГО по ИЗА:								
	нефть Каламкас	88	1440	-			0.2261	1.1722

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/год

415	Углеводороды С1-С5	13.6742	0.0309	0.1603
416	Углеводороды С6-С10	15.6113	0.0353	0.1830
602	бензол	0.1172	0.0003	0.0014
616	Ксилол	0.5831	0.0013	0.0068
620	этилбензол	0.5588	0.0013	0.0066
621	Толуол	0.4062	0.0009	0.0048
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940	0.0590	0.3059

ИЗА	**302**	**Воздушный компрессор Atlas Copco**				
ИВ	001	XAS 47 Kd, Kubota D1105				
Расчет выполнен по методике [9].						
Исходные данные						
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
001	19.50	3000.00	4.85	6.98	1440	24

Расчетные вспомогательные параметры		
Расчетная группа СДУ		А
Количество одновременно работающих генераторов	шт	1
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.2487
Коэффициент использования, k		1

Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.8	41	0.0531	0.2863	
301	Азота диоксид			0.0425	0.2291	
304	Азота оксид			0.0069	0.0372	
328	Сажа	0.9	3.75	0.0049	0.0262	
330	Серы диоксид	1.2	4.6	0.0065	0.0321	
337	Углерода оксид	8.6	36	0.0466	0.2514	
703	Бенз(а)пирен	0.000016	0.000069	0.00000009	4.8E-07	
1325	Формальдегид	0.2	0.7	0.0011	0.0049	
2754	Углеводороды	4.5	18.8	0.0244	0.1313	
	ИТОГО			**0.1329**	**0.7122**	

ИЗА	**0303**	**Резервуары баз.масла и дизтоплива**
ИВ	001	Резервуары базового масла
	002	Расходные резервуары дизтоплива

Расчет выполнен по методике [1].

Исходные данные и расчет эмиссий, г/с

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конст-рукция	Наимен. вещества	Максимальные выбросы: $M_{м.р.} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с
001	Резервуары базового масла	75	Вертик.	Масло минер.	0.39	0.9	10.0	9.8E-04
002	Расходные резервуары дизтоплива	50	Гориз.	Пары дизтоп.	3.92	1	10.0	0.0109

Исходные данные и расчет эмиссий, т/год

Номер ИВ	Наимен. вещества	Годовые выбросы: $M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_р$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/год	$G_{хр}$	$K_{нп}$	$N_р$	$M_{год}$, т/год
001	Масло минер.	0.25	0.25	1000.0	0.270	0.00027	6	6.6E-04
002	Пары дизтоп.	2.36	3.15	4180	0.270	0.0029	4	0.0146

Всего по источнику

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содерж.	Выбросы, всего	
			г/с	т/год
	Пары дитоплива		0.0109	0.0146
	В том числе:			
333	Сероводород	0.28	0.00003	0.00004
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	99.72	0.0109	0.0146
2735	Масло минеральное		0.0010	0.0007

ИЗА	**304**	**Мотопомпы высокой мощности (SPF 343)**				
ИВ	001-003	Caterpillar				
Расчет эмиссий выполнен по методике [9].						
Исходные данные						
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	Вгод , т/год	ч/год	ч/сут

Характеристика 1 единицы						
	1679	2100	352.59	253.87	720	
ИТОГО по источнику:						
4	1679	2100	352.59	2030.92	1440	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						Г
Количество одновременно работающих генераторов					шт	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.21
Коэффициент использования, k						1.00
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.3	43	4.8038	87.3296	
301	Азота диоксид			3.8430	69.8636	
304	Азота оксид			0.6245	11.3528	
328	Сажа	0.75	3.15	0.3498	6.3974	
330	Серы диоксид	1.3	5.1	0.6063	10.3577	
337	Углерода оксид	8.6	36	4.0109	73.1131	
703	Бенз(а)пирен	0.000016	0.000069	0.000008	0.00014	
1325	Формальдегид	0.2	0.7	0.0933	1.4216	
2754	Углеводороды	4.5	18.8	2.0988	38.1813	
	Итого			**11.6266**	**210.6878**	

ИЗА	**305**	**Мотопомпы средней мощности**				
ИВ	001, 002	Мотопомпа (SUS 264)				
	003 - 005	Мотопомпа (SUS 235)				
Расчет эмиссий выполнен по методике [9].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
Характеристика 1 единицы						
2	206	>1500	56.00	161.28	720	
3	112	>1500	30.00	129.60	720	
ИТОГО по источнику:						
5	206	>1500	56.00	290.88	1440	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						Б
Количество одновременно работающих генераторов					шт	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.27
Коэффициент использования, k						0.72
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.1	38	0.5207	11.0534	
301	Азота диоксид			0.4166	8.8428	
304	Азота оксид			0.0677	1.4369	
328	Сажа	0.65	2.5	0.0372	0.7272	
330	Серы диоксид	1.3	5.1	0.0744	1.4835	
337	Углерода оксид	7.4	31	0.4234	9.0173	
703	Бенз(а)пирен	0.000015	0.000063	0.000001	0.00002	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0086	0.1745	
2754	Углеводороды	3.6	15	0.2060	4.3632	
	ИТОГО			**1.2339**	**26.0454**	

ИЗА	**306**	**Многоцелевой насосный блок**				
ИВ	001-003	MPS-341				
Расчет эмиссий выполнен по методике [9].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
3	447	>1500	40.00	168.00	1440	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						Б
Количество одновременно работающих генераторов					шт	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.09
Коэффициент использования, k						0.97

Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.6	40	1.1920	6.7200	
301	Азота диоксид			0.9536	5.3760	
304	Азота оксид			0.1550	0.8736	
328	Сажа	0.5	2	0.0621	0.3360	
330	Серы диоксид	1.2	5	0.1490	0.8400	
337	Углерода оксид	6.2	26	0.7698	4.3680	
703	Бенз(а)пирен	0.000012	0.000055	0.000002	0.00001	
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0149	0.0840	
2754	Углеводороды	2.9	12	0.3601	2.0160	
	ИТОГО			**2.4645**	**13.8936**	

ИЗА	**307**	**Генератор колтюбинговой установки**				
ИВ	001	X-11				
Расчет выполнен по методике [9].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	255.00	1500-3000	70.00	100.80	1440	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						Б
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.27
Коэффициент использования, k						1
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.6	40	0.6800	4.0320	
301	Азота диоксид			0.5440	3.2256	
304	Азота оксид			0.0884	0.5242	
328	Сажа	0.5	2	0.0354	0.2016	
330	Серы диоксид	1.2	5	0.0850	0.5040	
337	Углерода оксид	6.2	26	0.4392	2.6208	
703	Бенз(а)пирен	0.000012	0.000055	0.000001	0.00001	
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0085	0.0504	
2754	Углеводороды	2.9	12	0.2054	1.2096	
	ИТОГО			**1.4059**	**8.3362**	

ИЗА	**308**	**Генератор башни ГНКТ**				
ИВ	001					
Расчет выполнен по методике [9].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	63.00	1500-3000	35.00	50.00	1440	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						А
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.56
Коэффициент использования, k						0.9921
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.3	43	0.1803	2.1500	
301	Азота диоксид			0.1442	1.7200	
304	Азота оксид			0.0234	0.2795	
328	Сажа	0.7	3	0.0123	0.1500	
330	Серы диоксид	1.1	4.5	0.0193	0.2250	
337	Углерода оксид	7.2	30	0.1260	1.5000	
703	Бенз(а)пирен	0.000013	0.000055	0.0000002	0.000003	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0026	0.0300	
2754	Углеводороды	3.6	15	0.0630	0.7500	
	ИТОГО			**0.3908**	**4.6545**	

ИЗА	**0309**	**Резервуары соляной кислоты**
ИВ	001	Резервуары соляной кислоты, 36.6%
	002	Резервуары соляной кислоты, 15%

Расчет выполнен по методике [1], с исползованием расчетных формул НТД [10].

Расчетные формулы:

Максимальные выбросы, г/с

$M = 0.08*K_г*X_i*K_p^{max}*V_ч^{max}/(273+t_ж^{max})$, *г/сек*

Валовые выбросы, т/год:

$G = 0.289*(K_г^{max}+K_г^{min})*X_i*K_p^{ср}*V_ч^{max}/ [1000*(546+t_ж^{max}+t_ж^{min})] * т$, *т/год*

Расчет выбросов водного раствора соляной кислоты

Обозначение	Наименование	Источник информации	Значение	
			HCl - 36.6%	HCl - 15%
$K_г^{max}$	константа Генри при максимальной и минимальной температуре жидкости, мм.рт.ст.	[1], приложение 4	2.20	2.20
$K_г^{min}$			2.03	2.03
X_i	массовая доля кислоты	технологические данные	0.366	0.150
$K_p^{ср}$	опытные коэффициенты	[1], приложение 8	0.7	0.1
K_p^{max}			1	0.1
$t_ж^{min}$	максимальная и минимальная температура жидкости в резервуаре соответственно, °С	технологические данные	15	15
$t_ж^{max}$			30	30
$V_ч^{max}$	максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м^3/ч	технологические данные	10.0	10.0
т	время эксплуатации резервуара, ч/год	технологические данные	1440.00	1440.00
M	выбросы соляной кислоты в атмосферу	г/с	0.00021	0.000087
G		т/год	0.0007631	0.0004468

Примечания:
1)на площадке не производится закачка кислоты 36.6% в резервуары, а только ее откачка в другие резервуары; поэтому в расчете учтено выделение паров кислоты при обратном дыхании, которое составляет 10 % от величины выбросов при закачке [12];
2) резервуары с кислотой 15% работают в буферном режиме

ИТОГО выбросы по источнику

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы в атмосферу	
		г/с	т/год
316	Водород хлористый	0.0003	0.0012

ИЗА	**310**	**Генератор цементного участка**
ИВ	001	

Расчет эмиссий выполнен по методике [9].

Исходные данные

Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	800	>1500	55.00	79.20	1440	24

Расчетные вспомогательные параметры

Расчетная группа СДУ		Г
Количество одновременно работающих генераторов	шт	1
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.07
Коэффициент использования, k		1.00

Расчет эмиссий

Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.3	43	2.2889	3.4056	
301	Азота диоксид			1.8311	2.7245	
304	Азота оксид			0.2976	0.4427	
328	Сажа	0.75	3.15	0.1667	0.2495	
330	Серы диоксид	1.3	5.1	0.2889	0.4039	
337	Углерода оксид	8.6	36	1.9111	2.8512	
703	Бенз(а)пирен	0.000016	0.000069	0.000004	0.000006	
1325	Формальдегид	0.2	0.7	0.0444	0.0554	
2754	Углеводороды	4.5	18.8	1.0000	1.4890	
	ИТОГО			**5.5398**	**8.2162**	

ИЗА	**311**	**Центробежные мотопомпы**
ИВ	001-002	

Расчет эмиссий выполнен по методике [9].

Исходные данные						
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	Вгод , т/год	ч/год	ч/сут
Характеристика 1 единицы						
	112.5	>1500	20.25	14.58	720	
ИТОГО по источнику:						
2	112.5	>1500	20.25	58.32	1440	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						Б
Количество одновременно работающих генераторов					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.18
Коэффициент использования, k						2.00
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.6	40	0.3000	2.3328	
301	Азота диоксид			0.2400	1.8662	
304	Азота оксид			0.0390	0.3033	
328	Сажа	0.5	2	0.0156	0.1166	
330	Серы диоксид	1.2	5	0.0375	0.2916	
337	Углерода оксид	6.2	26	0.1938	1.5163	
703	Бенз(а)пирен	0.000012	0.000055	0.0000004	0.000003	
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0038	0.0292	
2754	Углеводороды	2.9	12	0.0906	0.6998	
	Итого			**0.6203**	**4.8231**	

ИЗА	**312**	**Воздушные компрессоры**
ИВ	001	Gardner Denver AVLAKAAB
	002	Atlas Copco XAS 186 D

Расчет выполнен по методике [9].

Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	209.40	>1500	35.00	50.40	1440	
1	83.00	>1500	17.43	25.10	1440	
ИТОГО по источнику:						
2	209.40	>1500	35.00	75.50	1440	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						Б
Количество одновременно работающих генераторов					шт	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.1671
Коэффициент использования, k						1.498
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.1	38	0.5293	2.8690	
301	Азота диоксид			0.4234	2.2952	
304	Азота оксид			0.0688	0.3730	
328	Сажа	0.65	2.5	0.0378	0.1888	
330	Серы диоксид	1.3	5.1	0.0756	0.3851	
337	Углерода оксид	7.4	31	0.4304	2.3405	
703	Бенз(а)пирен	0.000015	0.000063	0.0000009	0.000005	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0087	0.0453	
2754	Углеводороды	3.6	15	0.2094	1.1325	
	ИТОГО			**1.2541**	**6.7603**	

ИЗА	**313**	**Генератор канатно-лебедочной станции**
ИВ	001	Iveco

Расчет выполнен по методике [9].

Исходные данные						
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
001	58.00	>1500	5.00	7.20	1440	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						А
Количество одновременно работающих генераторов					шт	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.0862
Коэффициент использования, k						1

Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.3	43	0.1659	0.3096	
301	Азота диоксид			0.1327	0.2477	
304	Азота оксид			0.0216	0.0402	
328	Сажа	0.7	3	0.0113	0.0216	
330	Серы диоксид	1.1	4.5	0.0177	0.0324	
337	Углерода оксид	7.2	30	0.1160	0.2160	
703	Бенз(а)пирен	0.000013	0.000055	0.0000002	0.0000004	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0024	0.0043	
2754	Углеводороды	3.6	15	0.0580	0.1080	
	ИТОГО			**0.3597**	**0.6702**	

ИЗА	**314**	**Генераторы**
ИВ	001	Peterbilt (TRA-441)
	002	Iveco 8210
	003	SDMO GS300

Расчет выполнен по методике [9].

Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
3	250.00	>1500	71.00	306.72	1440	
1	350.00	>1500	73.50	105.84	1440	
1	300.00	>1500	63.00	90.72	1440	
ИТОГО по источнику:						
5	350.00	>1500	73.50	503.28	1440	24

Расчетные вспомогательные параметры		
Расчетная группа СДУ		Б
Количество одновременно работающих генераторов	шт	1
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.21
Коэффициент использования, k		0.951

Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.6	40	0.9333	20.1312	
301	Азота диоксид			0.7466	16.1050	
304	Азота оксид			0.1213	2.6171	
328	Сажа	0.5	2	0.0486	1.0066	
330	Серы диоксид	1.2	5	0.1167	2.5164	
337	Углерода оксид	6.2	26	0.6028	13.0853	
703	Бенз(а)пирен	0.000012	0.000055	0.000001	0.00003	
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0117	0.2516	
2754	Углеводороды	2.9	12	0.2819	6.0394	
	ИТОГО			**1.9296**	**41.6213**	

ИЗА	**315**	**Генераторы осветительных мачт**
ИВ	001-004	RL-6

Расчет эмиссий выполнен по методике [9].

Исходные данные						
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	Вгод , т/год	ч/год	ч/сут
Характеристика 1 единицы						
	7.2	>1500	2.00	1.51	1440	
ИТОГО по источнику:						
4	7.2	>1500	8.00	11.52	1440	24

Расчетные вспомогательные параметры		
Расчетная группа СДУ		А
Количество одновременно работающих генераторов	шт.	4
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	1.11
Коэффициент использования, k		1.00

Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.3	43	0.0824	0.4954	
301	Азота диоксид			0.0659	0.3963	
304	Азота оксид			0.0107	0.0644	
328	Сажа	0.7	3	0.0056	0.0346	

330	Серы диоксид	1.1	4.5	0.0088	0.0518	
337	Углерода оксид	7.2	30	0.0576	0.3456	
703	Бенз(а)пирен	0.000013	0.000055	0.0000001	0.0000006	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0012	0.0069	
2754	Углеводороды	3.6	15	0.0288	0.1728	
	Итого			**0.1786**	**1.0724**	

ИЗА	**316**	**Воздушные компрессоры**				
ИВ	001-002					
Расчет эмиссий выполнен по методике [9].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
2	63.0	>1500	35.00	100.80	1440	8
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						А
Количество одновременно работающих генераторов					шт	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.56
Коэффициент использования, k						1.00
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.3	43	0.1803	4.3344	
301	Азота диоксид			0.1442	3.4675	
304	Азота оксид			0.0234	0.5635	
328	Сажа	0.75	3.15	0.0131	0.3175	
330	Серы диоксид	1.3	5.1	0.0228	0.5141	
337	Углерода оксид	8.6	36	0.1505	3.6288	
703	Бенз(а)пирен	0.000016	0.000069	0.0000003	0.000007	
1325	Формальдегид	0.2	0.7	0.0035	0.0706	
2754	Углеводороды	4.5	18.8	0.0788	1.8950	
	ИТОГО			**0.4363**	**10.4570**	

ИЗА	**317**	**Генераторы каротажных установок**				
ИВ	001	Slickline Unit				
	002	Wireline Unit				
Расчет эмиссий выполнен по методике [9].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
Характеристика 1 единицы						
1	95	>1500	5.00	7.20	1440	
1	171	>1500	8.00	11.52	1440	
ИТОГО по источнику:						
2	171	>1500	8.00	18.72	1440	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						Б
Количество одновременно работающих генераторов					шт	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.05
Коэффициент использования, k						0.81
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.1	38	0.4323	0.7114	
301	Азота диоксид			0.3458	0.5691	
304	Азота оксид			0.0562	0.0925	
328	Сажа	0.65	2.5	0.0309	0.0468	
330	Серы диоксид	1.3	5.1	0.0618	0.0955	
337	Углерода оксид	7.4	31	0.3515	0.5803	
703	Бенз(а)пирен	0.000015	0.000063	0.0000007	0.000001	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0071	0.0112	
2754	Углеводороды	3.6	15	0.1710	0.2808	
	ИТОГО			**1.0243**	**1.6762**	

ИЗА	**318**	**Ремонтная мастерская**
ИВ	001	Шлифовальный станок
	002	Заточной станок
	003	Сверлильный станок

Расчет выполнен по методике [11].									
Наименование оборудования	Кол.	Время работы		Код ЗВ	Наименование ЗВ	Уд. показатель		Выбросы ЗВ	
		ч/сут	ч/год			q	ед. изм.	г/с	т/год
Шлифовальный станок	1	1	360	2902	Взвеш. вещества	0.026	г/с	0.0052	0.0067
Д=300 мм				2908	Пыль неорг., SiO_2: 20-70%	0.017	г/с	0.0034	0.0044
Заточной станок	1	1	360	2902	Взвеш. вещества	0.021	г/с	0.0042	0.0054
Д=300 мм				2908	Пыль неорг., SiO_2: 20-70%	0.013	г/с	0.0026	0.0034
Сверлильный станок 1.47 кВт	1	1	360	2868	Эмульсол	5.0E-07	г/с на 1 кВт	0.000001	0.000001
Коэффициент гравитационного оседания:					k =	0.2			
ВСЕГО:	**3**	**1**	**1080**	**2868**	**Эмульсол**			**7.4E-07**	**9.5E-07**
				2902	**Взвеш. вещества**			**0.0094**	**0.0122**
				2908	**Пыль неорг., SiO_2: 20-70%**			**0.0060**	**0.0078**

ИЗА	**6302**	**Линия подачи базового масла**						
ИВ	001 - 003	-						
Расчет выполнен по методикам [1], [2].								
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Доля потерявших герметичность уплотнений	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/год		кг/ч	г/с	т/год
001	Насосы	масло минеральное	11	1440	-	0.03	0.0917	0.4752
002	Запорно-регулирующая арматура	масло минеральное	40	1440	0.07	0.006588	0.0051	0.0266
003	Фланцевые соединения	масло минеральное	100	1440	0.02	0.000288	0.0002	0.0008
ИТОГО:								
масло минеральное		масло минеральное	151	1440		-	0.0970	0.5026
Идентификация вредных веществ в потоке								
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока				Выбросы, всего		
		мас. %				г/с	т/год	
2735	Масло минеральное	100%				0.0970	0.5026	

ИЗА	**6303**	**Линия подачи дизтоплива**						
ИВ	001 - 003	-						
Расчет выполнен по методикам [1], [2].								
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Доля потерявших герметичность уплотнений	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/год		кг/ч	г/с	т/год
001	Насосы	дизтопливо	12	1440	-	0.07	0.2333	1.2096
002	Запорно-регулирующая арматура	дизтопливо	40	1440	0.07	0.006588	0.0051	0.0266
003	Фланцевые соединения	дизтопливо	20	1440	0.02	0.000288	0.00003	0.0002
ИТОГО:								
дизтопливо		дизтопливо	72	1440		-	0.2385	1.2363
Идентификация вредных веществ в потоке								
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока				Выбросы, всего		
		мас. %				г/с	т/год	
333	Сероводород	0.28%				0.0007	0.0035	
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	99.72%				0.2378	1.2329	

ИЗА	**6304**	**Сварочный пост**
ИВ	001	Сварка электродами МР-3
	002	Газовая резка металла

Расчет выполнен по методике [12].

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Кол. постов	Расход электродов		Время работы		Наимен. ЗВ	Уд. выбросы	Выбросы ЗВ	
			кг/ч	кг/год	ч/сут	*ч/год*		г/кг	г/с	т/год
001	Сварка электродами МР-3	2	0.5	600.00	1	600	Железа оксид	9.77	0.0014	0.0059
							Марганца оксид	1.73	0.0002	0.0010
							Фтористый водород	0.4	0.00006	0.0002

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Кол. постов	Толщина разрезаем. металла	Время работы		Наимен. ЗВ	Уд. выбросы	Выбросы ЗВ	
				ч/сут	*ч/год*		г/ч	г/с	т/год

002	Газовая резка металла	2	10 мм	5	300	Железа оксид	129.1	0.0359	0.0775
						Марганца оксид	1.9	0.0005	0.0011
						Углерод оксид	63.4	0.0176	0.0380
						Азота диоксид	64.1	0.0178	0.0385

Итого по ИЗА:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы ЗВ		
		г/с	т/год	
123	Железа оксид	0.0372	0.0833	
143	Марганца оксид	0.0008	0.0022	
301	Азота диоксид	0.0178	0.0385	
337	Углерод оксид	0.0176	0.0380	
342	Фтористый водород	0.00006	0.0002	
	ВСЕГО:	**0.0734**	**0.1622**	

ИЗА	**6305**	**Пункт заправки**
ИВ	001	

Расчет выполнен по методике [1].

Номер ИВ	C_1, г/м^3	$C_б$, г/м3	$V_ч^{max}$, м^3/ч	Q, м^3/год	M, г/с	Расчет годовых выбросов, т/год		
						$G_{зак}$, т/год	$G_{пр}$, т/год	$G_{зак}+G_{пр}$
001	3.92	2.66	12	4804.69517	0.0131	0.0128	0.2402	0.2530

Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах дизтоплива

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содерж.	Выбросы, всего	
			г/с	т/год
	Пары дитоплива		0.0131	0.2530
	В том числе:			
333	Сероводород	0.28%	0.00004	0.0007
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	99.72%	0.0130	0.2523

Сервисное обслуживание скважин. Варианты 1-3

ИЗА	**401**	**Воздушный компрессор**				
ИВ	001					
Расчет выполнен по методике [1].						
Исходные данные						
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
001	19.50	≥1800	4.85	2.43	500	8

Расчетные вспомогательные параметры		
Расчетная группа СДУ		A
Количество одновременно работающих генераторов	шт	1
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.2487
Коэффициент использования, k		1

Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.8	41	0.0531	0.0994	
301	Азота диоксид			0.0425	0.0795	
304	Азота оксид			0.0069	0.0129	
328	Сажа	0.9	3.75	0.0049	0.0091	
330	Серы диоксид	1.2	4.6	0.0065	0.0112	
337	Углерода оксид	8.6	36	0.0466	0.0873	
703	Бенз(а)пирен	0.000016	0.000069	0.00000009	0.0000002	
1325	Формальдегид	0.2	0.7	0.0011	0.0017	
2754	Углеводороды	4.5	18.8	0.0244	0.0456	
	ИТОГО			**0.1329**	**0.2473**	

ИЗА	**0402**	**Резервуары баз.масла и дизтоплива**
ИВ	001	Резервуары базового масла
	002	Расходные резервуары дизтоплива

Расчет выполнен по методике [1].

Исходные данные и расчет эмиссий, г/с

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конст-рукция	Наимен. вещества	Максимальные выбросы: $M_{м.р.} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с
001	Резервуары базового масла	55	Вертик.	Масло минер.	0.39	0.9	10.0	9.8E-04
002	Расходные резервуары дизтоплива	55	Гориз.	Пары дизтоп.	3.92	1	10.0	0.0109

Исходные данные и расчет эмиссий, т/год

Номер ИВ	Наимен. вещества	Годовые выбросы: $M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_p$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/год	$G_{хр}$	$K_{нп}$	N_p	$M_{год}$, т/год
001	Масло минер.	0.25	0.25	4500.0	0.270	0.00027	9	1.7E-03
002	Пары дизтоп.	2.36	3.15	5694	0.270	0.0029	2	0.0173

Всего по источнику

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содерж.	Выбросы, всего	
			г/с	т/год
	Пары дизтоплива		0.0109	0.0173
	В том числе:			
333	Сероводород	0.28	0.00003	0.00005
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	99.72	0.0109	0.0172
2735	Масло минеральное		0.0010	0.0017

ИЗА	**403**	**Мотопомпы высокой мощности (SPF 343)**				
ИВ	001-003	Caterpillar				
Расчет выполнен по методике [1].						
Исходные данные						
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	Вгод , т/год	ч/год	ч/сут
Характеристика 1 единицы						
001-003	1679	≥2100	352.59	423.11	1200	
ИТОГО по источнику:						
3	1679	≥2100	352.59	1269.32	3600	24

Расчетные вспомогательные параметры		
Расчетная группа СДУ		Г
Количество одновременно работающих генераторов	шт	1

Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.21
Коэффициент использования, k						1.00
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.3	43	4.8038	54.5809	
301	Азота диоксид			3.8430	43.6647	
304	Азота оксид			0.6245	7.0955	
328	Сажа	0.75	3.15	0.3498	3.9984	
330	Серы диоксид	1.3	5.1	0.6063	6.4736	
337	Углерода оксид	8.6	36	4.0109	45.6957	
703	Бенз(а)пирен	0.000016	0.000069	0.000008	0.0001	
1325	Формальдегид	0.2	0.7	0.0933	0.8885	
2754	Углеводороды	4.5	18.8	2.0988	23.8633	
	Итого			**11.6266**	**131.6798**	

ИЗА	**404**	**Мотопомпы средней мощности**				
ИВ	001, 002	Мотопомпа (SUS 264)				
	003 - 004	Мотопомпа (SUS 235)				
	005	Мотопомпа (MPF 381)				
Расчет выполнен по методике [1].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
Характеристика 1 единицы						
2	206	≥1500	56.00	47.60	850	
2	112	≥1500	30.00	37.50	1250	
1	450	≥1500	117.00	263.25	2250	
ИТОГО по источнику:						
5	450	≥1500	117.00	433.45	2250	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						Б
Количество одновременно работающих генераторов					шт	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.26
Коэффициент использования, k						1
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.1	38	1.1375	16.4711	
301	Азота диоксид			0.9100	13.1769	
304	Азота оксид			0.1479	2.1412	
328	Сажа	0.65	2.5	0.0813	1.0836	
330	Серы диоксид	1.3	5.1	0.1625	2.2106	
337	Углерода оксид	7.4	31	0.9250	13.4370	
703	Бенз(а)пирен	0.000015	0.000063	0.000002	0.00003	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0188	0.2601	
2754	Углеводороды	3.6	15	0.4500	6.5018	
	ИТОГО			**2.6955**	**38.8111**	

ИЗА	**405**	**Многоцелевой насосный блок**				
ИВ	001-003	MPS-341				
Расчет выполнен по методике [1].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
2	375	≥1500	78.75	669.38	4250	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						Б
Количество одновременно работающих генераторов					шт	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.21
Коэффициент использования, k						1.00
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.1	38	0.9479	25.4363	
301	Азота диоксид			0.7583	20.3490	
304	Азота оксид			0.1232	3.3067	

328	Сажа	0.65	2.5	0.0677	1.6734	
330	Серы диоксид	1.3	5.1	0.1354	3.4138	
337	Углерода оксид	7.4	31	0.7708	20.7506	
703	Бенз(а)пирен	0.000015	0.000063	0.000002	0.00004	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0156	0.4016	
2754	Углеводороды	3.6	15	0.3750	10.0406	
	ИТОГО			**2.2460**	**59.9359**	

ИЗА	**406**	**Генератор колтюбинговой установки**				
ИВ	001	Х-11				
Расчет выполнен по методике [1].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	255.00	≥1500	70.00	297.50	4250	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						Б
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.27
Коэффициент использования, k						1
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.1	38	0.6446	11.3050	
301	Азота диоксид			0.5157	9.0440	
304	Азота оксид			0.0838	1.4697	
328	Сажа	0.65	2.5	0.046	0.7438	
330	Серы диоксид	1.3	5.1	0.0921	1.5173	
337	Углерода оксид	7.4	31	0.5242	9.2225	
703	Бенз(а)пирен	0.000015	0.000063	0.000001	0.00002	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0106	0.1785	
2754	Углеводороды	3.6	15	0.2550	4.4625	
	ИТОГО			**1.5274**	**26.6382**	

ИЗА	**407**	**Генератор башни ГНКТ**				
ИВ	001					
Расчет выполнен по методике [1].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	63.00	≥1500	35.00	148.75	4250	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						А
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.56
Коэффициент использования, k						1
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.8	41	0.1715	6.0988	
301	Азота диоксид			0.1372	4.8790	
304	Азота оксид			0.0223	0.7928	
328	Сажа	0.9	3.75	0.0158	0.5578	
330	Серы диоксид	1.2	4.6	0.0210	0.6843	
337	Углерода оксид	8.6	36	0.1505	5.3550	
703	Бенз(а)пирен	0.000016	0.000069	0.0000003	0.00001	
1325	Формальдегид	0.2	0.7	0.0035	0.1041	
2754	Углеводороды	4.5	18.8	0.0788	2.7965	
	ИТОГО			**0.4291**	**15.1695**	

ИЗА	**0408**	**Резервуары соляной кислоты**
ИВ	001-011	Резервуары соляной кислоты, 36%
	012-017	Резервуары соляной кислоты, 15%
Расчет выполнен по методике [3], с использованием расчетных формул НТД [15].		
Расчетные формулы:		
Максимальные выбросы, г/с		
$M = 0.08*K_г*X_i*K_p^{max}*V_ч^{max}/(273+t_ж^{max})$, *г/сек*		
Валовые выбросы, т/год:		

$G = 0.289*(K_r^{max}+K_r^{min})*X_i*K_p^{cp}*V_ч^{max}/[1000*(546+t_ж^{max}+t_ж^{min})]$ * т , т/год				
Расчет выбросов водного раствора соляной кислоты				
Обозначение	Наименование	Источник информации	Значение	
			HCl - 36.6%	HCl - 15%
K_r^{max}	константа Генри при максимальной и минимальной температуре жидкости, мм.рт.ст.	[1], приложение 4	2.20	2.20
K_r^{min}			2.03	2.03
X_i	массовая доля кислоты	технологические данные	0.366	0.150
K_p^{cp}	опытные коэффициенты	[1], приложение 8	0.7	0.1
K_p^{max}			1	0.1
$t_ж^{min}$	максимальная и минимальная температура жидкости в резервуаре соответственно, °С	технологические данные	15	15
$t_ж^{max}$			30	30
$V_ч^{max}$	максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/ч	технологические данные	10.0	10.0
т	время эксплуатации резервуара, ч/год	технологические данные	1440.00	1440.00
M	выбросы соляной кислоты в атмосферу	г/с	0.000213	0.0000871
G		т/год	0.0007631	0.0004468
Примечание: на площадке не производится закачка кислоты 36.6% в резервуары, а только ее откачка в другие резервуары; поэтому в расчете учтено выделение паров кислоты при обратном дыхании, которое составляет 10 % от величины выбросов при закачке [10] *2) резервуары с кислотой 15% работают в буферном режиме*				
ИТОГО выбросы по источнику				
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы в атмосферу		
		г/с	т/год	
316	Водород хлористый	0.0003	0.0012	

ИЗА	**409**	**Генераторы цементных установок**
ИВ	001	Насосный блок (CPS-679)
	002	Генератор
	003	Порционный смеситель (CBS-955)

Расчет эмиссий выполнен по методике [1].

Исходные данные

Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	882	≥1500	55.65	208.69	3750	
1	800	≥1500	55.00	206.25	3750	
1	261	≥1500	54.81	23.02	420	
ИТОГО по источнику:						
3	882	≥1500	55.65	437.96	3750	24

Расчетные вспомогательные параметры		
Расчетная группа СДУ		Г
Количество одновременно работающих генераторов	шт	1
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.06
Коэффициент использования, k		1

Расчет эмиссий

Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.3	43	2.5235	18.8322	
301	Азота диоксид			2.0188	15.0657	
304	Азота оксид			0.3281	2.4482	
328	Сажа	0.75	3.15	0.1838	1.3796	
330	Серы диоксид	1.3	5.1	0.3185	2.2336	
337	Углерода оксид	8.6	36	2.1070	15.7665	
703	Бенз(а)пирен	0.000016	0.000069	3.9E-06	3.0E-05	
1325	Формальдегид	0.2	0.7	0.0490	0.3066	
2754	Углеводороды	4.5	18.8	1.1025	8.2336	
	ИТОГО			**6.1077**	**45.4338**	

ИЗА	**410**	**Центробежные мотопомпы**
ИВ	001	Мотопомпа CAT 3056E
	002	Мотопомпа CAT 3056E

Расчет выполнен по методике [1].

Исходные данные

Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт		Расход топлива	Время работы

		Скорость вращ., об/мин	кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
Источники, прошедшие кап.ремонт						
1	112.50	≥1500	20.25	15.19	750	8
Источники, не прошедшие кап.ремонт						
1	112.50	≥1500	20.25	15.19	750	8

Расчетные вспомогательные параметры для источников после капремонта		
Расчетная группа СДУ		Б
Количество одновременно работающих генераторов	шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.18
Коэффициент использования, k		1.00

Расчет эмиссий

Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы после капремонта		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.1	38	0.2844	0.577125	
301	Азота диоксид			0.2275	0.4617	
304	Азота оксид			0.0370	0.0750263	
328	Сажа	0.65	2.5	0.0203	0.0379688	
330	Серы диоксид	1.3	5.1	0.0406	0.07746	
337	Углерода оксид	7.4	31	0.2313	0.47081	
703	Бенз(а)пирен	0.000015	0.000063	0.00000047	0.000001	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0047	0.00911	
2754	Углеводороды	3.6	15	0.1125	0.22781	
	Итого			**0.6739**	**1.359890**	

Примечание: оборудование прошло капитальный ремонт

Расчетные вспомогательные параметры для источника до капремонта		
Расчетная группа СДУ		Б
Количество одновременно работающих генераторов	шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.18
Коэффициент использования, k		1.00

Расчет эмиссий

Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы до капремонта		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.6	40	0.3000	0.6075	
301	Азота диоксид			0.2400	0.4860	
304	Азота оксид			0.0390	0.0790	
328	Сажа	0.5	2	0.0156	0.0304	
330	Серы диоксид	1.2	5	0.0375	0.0759	
337	Углерода оксид	6.2	26	0.1938	0.3949	
703	Бенз(а)пирен	0.000012	0.000055	0.0000004	0.0000008	
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0038	0.0076	
2754	Углеводороды	2.9	12	0.0906	0.1823	
	Итого			**0.6203**	**1.2560**	

Примечание: оборудование не прошло капитальный ремонт

Итого по источнику

Код вещества	Наименование ЗВ	Выбросы ЗВ	
		Макс., г/с	Валовые, т/год
	Азота оксиды	0.5844	1.1846
301	Азота диоксид	0.4675	0.9477
304	Азота оксид	0.076	0.1540
328	Сажа	0.0359	0.0683
330	Серы диоксид	0.0781	0.1534
337	Углерода оксид	0.4251	0.8657
703	Бенз(а)пирен	0.0000009	0.000002
1325	Формальдегид	0.0085	0.0167
2754	Углеводороды	0.2031	0.4101
	Итого	**1.29420085**	**2.6159**

ИЗА	**411**	**Воздушные компрессоры**
ИВ	001	Gardner Denver AVLAKAAB
	002	Atlas Copco XAS 186 D
	003	Air Compressor
Расчет выполнен по методике [1].		
Исходные данные		

Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	209.40	≥1500	35.00	131.25	3750	
1	83.00	≥1500	17.43	30.50	1750	
1	209.40	≥1500	35.00	113.75	3250	
ИТОГО по источнику:						
3	209.40	≥1500	35.00	275.50	3750	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						Б
Количество одновременно работающих генераторов					шт	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.1671
Коэффициент использования, k						1
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.1	38	0.5293	10.4691	
301	Азота диоксид			0.4234	8.3753	
304	Азота оксид			0.0688	1.3610	
328	Сажа	0.65	2.5	0.0378	0.6888	
330	Серы диоксид	1.3	5.1	0.0756	1.4051	
337	Углерода оксид	7.4	31	0.4304	8.5406	
703	Бенз(а)пирен	0.000015	0.000063	0.0000009	0.00002	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0087	0.1653	
2754	Углеводороды	3.6	15	0.2094	4.1325	
	ИТОГО			**1.2541**	**24.6685**	

ИЗА	**412**	**Генератор канатно-лебедочной станции**				
ИВ	001-002					
Расчет эмиссий выполнен по методике [1].						
Исходные данные						
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	Вгод , т/год	ч/год	ч/сут
Характеристика 1 единицы						
	58.0	≥1500	5.00	6.25	1250	
ИТОГО по источнику:						
2	58.0	≥1500	5.00	12.50	2500	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						А
Количество одновременно работающих генераторов					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.09
Коэффициент использования, k						1.00
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.8	41	0.1579	0.5125	
301	Азота диоксид			0.1263	0.4100	
304	Азота оксид			0.0205	0.0666	
328	Сажа	0.9	3.75	0.0145	0.0469	
330	Серы диоксид	1.2	4.6	0.0193	0.0575	
337	Углерода оксид	8.6	36	0.1386	0.4500	
703	Бенз(а)пирен	0.000016	0.000069	0.0000003	0.0000009	
1325	Формальдегид	0.2	0.7	0.0032	0.0088	
2754	Углеводороды	4.5	18.8	0.0725	0.2350	
	Итого			**0.3949**	**1.2748**	

ИЗА	**413**	**Генераторы**
ИВ	001-002	Peterbilt (TRA-441)
	004	Iveco 8210
	005	SDMO GS300
	003	Peterbilt (TRA-441)

Расчет выполнен по методике [1].

Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
Источники, прошедшие кап.ремонт						
2	250.00	≥1800	71.00	24.85	350	8
1	350.00	≥1500	73.50	47.78	650	8
1	300.00	≥1500	63.00	40.95	650	8

ИТОГО по источникам, прошедшим кап.ремонт						
4	350.00	≥1500	73.50	138.43	650	8
Источники, не прошедшие кап.ремонт						
1	250.00	≥1800	71.00	24.85	350	8

Расчетные вспомогательные параметры для источников после капремонта		
Расчетная группа СДУ		Б
Количество одновременно работающих генераторов	шт.	2
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.21
Коэффициент использования, k		0.72

Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы после капремонта		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.1	38	1.7694	5.2602	
301	Азота диоксид			1.4155	4.2081	
304	Азота оксид			0.2300	0.6838	
328	Сажа	0.65	2.5	0.1264	0.3461	
330	Серы диоксид	1.3	5.1	0.2528	0.7060	
337	Углерода оксид	7.4	31	1.4389	4.2912	
703	Бенз(а)пирен	0.000015	0.000063	0.000003	0.000009	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0292	0.0831	
2754	Углеводороды	3.6	15	0.7000	2.0764	
	Итого			**4.1928**	**12.3946**	

Расчетные вспомогательные параметры для источника до капремонта		
Расчетная группа СДУ		Б
Количество одновременно работающих генераторов	шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.28
Коэффициент использования, k		1.00

Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы до капремонта		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.6	40	0.6667	0.9940	
301	Азота диоксид			0.5334	0.7952	
304	Азота оксид			0.0867	0.1292	
328	Сажа	0.5	2	0.0347	0.0497	
330	Серы диоксид	1.2	5	0.0833	0.1243	
337	Углерода оксид	6.2	26	0.4306	0.6461	
703	Бенз(а)пирен	0.000012	0.000055	0.0000008	0.000001	
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0083	0.012	
2754	Углеводороды	2.9	12	0.2014	0.298	
	Итого			**1.3784**	**2.055**	

Итого по источнику			
Код вещества	Наименование ЗВ	Выбросы ЗВ	
		Макс., г/с	Валовые, т/год
	Азота оксиды	2.4361	6.2542
301	Азота диоксид	1.9489	5.0033
304	Азота оксид	0.3167	0.8130
328	Сажа	0.1611	0.3958
330	Серы диоксид	0.3361	0.8302
337	Углерода оксид	1.8695	4.9373
703	Бенз(а)пирен	0.000004	0.00001
1325	Формальдегид	0.0375	0.0955
2754	Углеводороды	0.9014	2.3746
	Итого	**5.5712**	**14.4497**

ИЗА	**414**	**Генераторы осветительных мачт**
ИВ	001	Генератор
	002-003	Генератор
	004-006	Генератор

Расчет выполнен по методике [1].

Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
Источники, прошедшие кап.ремонт						
1	7.20	≥1500	2.00	1.30	650	12

2	7.20	≥1500	2.00	2.70	1350	12
ИТОГО по источникам, прошедшим кап.ремонт						
3	7.20	≥1500	2.00	6.70	1350	12
Источники, не прошедшие кап.ремонт						
3	7.20	≥1500	2.00	8.10	1350	12

Расчетные вспомогательные параметры для источников после капремонта		
Расчетная группа СДУ		A
Количество одновременно работающих генераторов	шт.	2
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.28
Коэффициент использования, k		0.83

Расчет эмиссий

Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы после капремонта		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.8	41	0.0392	0.2747	
301	Азота диоксид			0.0314	0.2198	
304	Азота оксид			0.0051	0.0357	
328	Сажа	0.9	3.75	0.0036	0.0251	
330	Серы диоксид	1.2	4.6	0.0048	0.0308	
337	Углерода оксид	8.6	36	0.0344	0.2412	
703	Бенз(а)пирен	0.000016	0.000069	0.0000001	0.0000005	
1325	Формальдегид	0.2	0.7	0.0008	0.0047	
2754	Углеводороды	4.5	18.8	0.0180	0.1260	
	Итого			**0.0981**	**0.6833**	

Примечание: оборудование прошло капитальный ремонт

Расчетные вспомогательные параметры для источника до капремонта		
Расчетная группа СДУ		A
Количество одновременно работающих генераторов	шт.	2
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.28
Коэффициент использования, k		3.00

Расчет эмиссий

Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы до капремонта		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.3	43	0.0412	0.3483	
301	Азота диоксид			0.0330	0.2786	
304	Азота оксид			0.0054	0.0453	
328	Сажа	0.7	3	0.0028	0.0243	
330	Серы диоксид	1.1	4.5	0.0044	0.0365	
337	Углерода оксид	7.2	30	0.0288	0.2430	
703	Бенз(а)пирен	0.000013	0.000055	0.00000005	0.0000005	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0006	0.0049	
2754	Углеводороды	3.6	15	0.0144	0.1215	
	Итого			**0.0894**	**0.7540**	

Примечание: оборудование не прошло капитальный ремонт

Итого по источнику

Код вещества	Наименование ЗВ	Выбросы ЗВ	
		Макс., г/с	Валовые, т/год
	Азота оксиды	0.0804	0.6230
301	Азота диоксид	0.0644	0.4984
304	Азота оксид	0.0105	0.0810
328	Сажа	0.0064	0.0494
330	Серы диоксид	0.0092	0.0673
337	Углерода оксид	0.0632	0.4842
703	Бенз(а)пирен	0.0000001	0.0000009
1325	Формальдегид	0.0014	0.0096
2754	Углеводороды	0.0324	0.2475
	Итого	**0.1875**	**1.4373**

ИЗА	**415**	**Дизельные сварочные машины**
ИВ	001-002	GPW 300

Расчет эмиссий выполнен по методике [1].

Исходные данные

Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
2	14.9	≥1500	4.00	5.20	650	8

Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						А
Количество одновременно работающих генераторов					шт	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.27
Коэффициент использования, k						1.00
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.8	41	0.0406	0.2132	
301	Азота диоксид			0.0325	0.1706	
304	Азота оксид			0.0053	0.0277	
328	Сажа	0.9	3.75	0.0037	0.0195	
330	Серы диоксид	1.2	4.6	0.005	0.0239	
337	Углерода оксид	8.6	36	0.0356	0.1872	
703	Бенз(а)пирен	0.000016	0.000069	0.000000066	0.0000004	
1325	Формальдегид	0.2	0.7	0.0008	0.0036	
2754	Углеводороды	4.5	18.8	0.0186	0.0978	
	ИТОГО			**0.1015**	**0.5303**	

ИЗА	**416**	**Механическая мастерская**
ИВ	001	Шлифовальный станок
	002	Заточной станок
	003	Сверлильный станок

Расчет выполнен по методике [4].

Наименование оборудования	Кол.	Время работы		Код ЗВ	Наименование ЗВ	Уд. показатель		Выбросы ЗВ	
		ч/сут	ч/год			q	ед. изм.	г/с	т/год
Шлифовальный станок	1	1	180	2902	Взвеш. вещества	0.026	г/с	0.0052	0.0034
Д=300 мм				2908	Пыль неорг., SiO_2: 20-70%	0.017	г/с	0.0034	0.0022
Заточной станок	1	1	180	2902	Взвеш. вещества	0.021	г/с	0.0042	0.0027
Д=300 мм				2908	Пыль неорг., SiO_2: 20-70%	0.013	г/с	0.0026	0.0017
Сверлильный станок 1.47 кВт	1	1	180	2868	Эмульсол	5.0E-07	г/с на 1 кВт	7.4E-07	4.8E-07
Коэффициент гравитационного оседания:					k =	0.2			
ВСЕГО:	**3**	**1**	**180**	**2868**	**Эмульсол**			**7.4E-07**	**0.0000005**
				2902	**Взвеш. вещества**			**0.0094**	**0.0061**
				2908	**Пыль неорг., SiO_2: 20-70%**			**0.0060**	**0.0039**

ИЗА	**6401**	**Линия подачи базового масла**
ИВ	001 - 003	-

Расчет выполнен по методикам [3], [5].

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Доля потерявших герметичность уплотнений	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/год		кг/ч	г/с	т/год
001	Насосы	масло минеральное	11	4250	-	0.03	0.0917	1.4025
002	Запорно-регулирующая арматура	масло минеральное	30	4250	0.07	0.006588	0.0038	0.0588
003	Фланцевые соединения	масло минеральное	98	4250	0.02	0.000288	0.0002	0.0024
ИТОГО:								
масло минеральное		масло минеральное	139	4250		-	0.0957	1.4637

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/год
2735	Масло минеральное	100%	0.0957	1.4637

ИЗА	**6402**	**Линия подачи дизтоплива**
ИВ	001 - 003	-

Расчет выполнен по методикам [3], [5].

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Доля потерявших герметичность уплотнений	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/год		кг/ч	г/с	т/год
001	Насосы	дизтопливо	12	4250	-	0.0700	0.2333	3.5700
002	Запорно-регулирующая арматура	дизтопливо	36	4250	0.07	0.0066	0.0046	0.0706
003	Фланцевые соединения	дизтопливо	20	4250	0.02	0.0003	0.000032	0.0005

ИТОГО:							
дизтопливо	дизтопливо	68	4250		-	0.2379769	3.6410471

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/год
333	Сероводород	0.28%	0.0007	0.0102
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	99.72%	0.2373	3.6309

ИЗА	**6403**	**Сварочный пост**
ИВ	001	Сварка электродами МР-3
	002	Газовая резка металла

Расчет выполнен по методике [6].

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Кол. постов	Расход электродов		Время работы		Наимен. ЗВ	Уд. выбросы	Выбросы ЗВ	
			кг/ч	кг/год	ч/сут	*ч/год*		г/кг	г/с	т/год
001	Сварка электродами МР-3	2	0.5	300.00	1	300	Железа оксид	9.77	0.0014	0.0029
							Марганца оксид	1.73	0.0002	0.0005
							Фтористый водород	0.4	0.00006	0.0001

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Кол. постов	Толщина разрезаем. металла	Время работы		Наимен. ЗВ	Уд. выбросы	Выбросы ЗВ	
				ч/сут	*ч/год*		г/ч	г/с	т/год
002	Газовая резка металла	2	10 мм	5	300	Железа оксид	129.1	0.036	0.039
						Марганца оксид	1.9	0.001	0.001
						Углерод оксид	63.4	0.018	0.019
						Азота диоксид	64.1	0.018	0.019

Итого по ИЗА:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы ЗВ		
		г/с	т/год	
123	Железа оксид	0.0372	0.0417	
143	Марганца оксид	0.0008	0.0011	
301	Азота диоксид	0.0178	0.0192	
337	Углерод оксид	0.0176	0.0190	
342	Фтористый водород	0.00006	0.0001	
	ВСЕГО:	**0.0734**	**0.0811**	

ИЗА	**6404**	**Пункт заправки**
ИВ	001	

Расчет выполнен по методике [3].

Номер ИВ	C_1, г/м^3	$C_б$, г/м3	$V_ч^{max}$, м^3/ч	Q, м^3/год	M, г/с	Расчет годовых выбросов, т/год		
						$G_{зак}$, т/год	$G_{пр}$, т/год	$G_{зак}+G_{пр}$
001	3.92	2.66	12	6544.2875	0.01306667	0.0174078	0.32721437	0.34462218

Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах дизтоплива

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содерж.	Выбросы, всего		
			г/с	т/год	
	Пары дизтоплива		0.0131	0.3446	
	В том числе:				
333	Сероводород	0.28%	0.00004	0.0010	
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	99.72%	0.0130	0.3437	

Участок реагирования на нефтяные разливы. Варианты 1-3

ИЗА	**0501**	**Дизельный генератор насосов**				
ИВ	001	PD75				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	2.0	≥1500	0.87	0.3	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.435
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0057	0.0112	
301	Азота диоксид			0.0046	0.0090	
304	Азота оксид			0.0007	0.0015	
328	Сажа	0.7	3	0.0004	0.0008	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0006	0.0012	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0040	0.0078	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000001	0.00000002	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.00008	0.0002	
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0020	0.0039	
	ИТОГО			**0.0124**	**0.0243**	

ИЗА	**0502**	**Дизельный генератор насосов**				
ИВ	001	75C				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	2.0	<1500	0.87	0.3	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.435
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0057	0.0112	
301	Азота диоксид			0.0046	0.0090	
304	Азота оксид			0.0007	0.0015	
328	Сажа	0.7	3	0.0004	0.0008	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0006	0.0012	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0040	0.0078	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000001	0.00000002	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.00008	0.0002	
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0020	0.0039	
	ИТОГО			**0.0124**	**0.0243**	

ИЗА	**0503**	**Дизельный генератор насосов**				
ИВ	001-008	PD75				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
8	2.3	≥1500	0.609	1.5	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A

Тип топлива					Дизтопливо
Количество одновременно работающих				шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ				кг/кВт.ч	0.265
Коэффициент использования, k					1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0066	0.0628
301	Азота диоксид			0.0053	0.0503
304	Азота оксид			0.0009	0.0082
328	Сажа	0.7	3	0.0004	0.0044
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0007	0.0066
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0046	0.0438
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000001	0.00000009
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0001	0.0009
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0023	0.0219
	ИТОГО			**0.0143**	**0.1361**

ИЗА	**0504**	**Дизельный генератор насосов**				
ИВ	001-005	75C				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
5	2.8	<1500	0.87	1.3	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.311
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0080	0.0561	
301	Азота диоксид			0.0064	0.0449	
304	Азота оксид			0.0010	0.0073	
328	Сажа	0.7	3	0.0005	0.0039	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0009	0.0059	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0056	0.0392	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000002	0.00000008	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0001	0.0008	
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0028	0.0196	
	ИТОГО			**0.0174**	**0.1215**	

ИЗА	**0505**	**Дизельный генератор насосов**				
ИВ	001-036	PD75				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
36	3.1	≥1500	0.87	9.4	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.281
Коэффициент использования, k						36.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0089	0.4040	
301	Азота диоксид			0.0071	0.3232	
304	Азота оксид			0.0012	0.0525	
328	Сажа	0.7	3	0.0006	0.0282	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0009	0.0423	

337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0062	0.2819
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000002	0.0000005
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0001	0.0056
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0031	0.1409
	ИТОГО			**0.0192**	**0.8747**

ИЗА	**0506**	**Дизельный генератор**				
ИВ	001-008	Generator Yanmar YDG 2700E				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
8	3.1	≥1500	0.87	2.088	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.281
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0089	0.0898	
301	Азота диоксид			0.0071	0.0718	
304	Азота оксид			0.0012	0.0117	
328	Сажа	0.7	3	0.0006	0.0063	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0009	0.0094	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0062	0.0626	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000002	0.0000001	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0001	0.0013	
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0031	0.0313	
	ИТОГО			**0.0192**	**0.1944**	

ИЗА	**0507**	**Дизельный генератор вакуумной установки**				
ИВ	001-020	Ro-Mop OM 140D				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
20	3.4	<1500	0.9	5.2	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.256
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0097	0.2245	
301	Азота диоксид			0.0078	0.1796	
304	Азота оксид			0.0013	0.0292	
328	Сажа	0.7	3	0.0007	0.0157	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0010	0.0235	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0068	0.1566	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000002	0.0000003	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0001	0.0031	
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0034	0.0783	
	ИТОГО			**0.0211**	**0.4859**	

ИЗА	**0508**	**Дизельный генератор насосов**				
ИВ	001-008	D75				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
8	4.0	≥1500	0.87	2.1	300	1

Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.218
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0114	0.0898	
301	Азота диоксид			0.0092	0.0718	
304	Азота оксид			0.0015	0.0117	
328	Сажа	0.7	3	0.0008	0.0063	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0012	0.0094	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0080	0.0626	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000002	0.0000001	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0002	0.0013	
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0040	0.0313	
	ИТОГО			**0.0248**	**0.1944**	

ИЗА	**0509**	**Дизельный генератор насосов**				
ИВ	001	75SA				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	4.0	≥1500	0.87	0.261	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.218
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0114	0.0112	
301	Азота диоксид			0.0092	0.0090	
304	Азота оксид			0.0015	0.0015	
328	Сажа	0.7	3	0.0008	0.0008	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0012	0.0012	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0080	0.0078	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000002	0.00000002	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0002	0.0002	
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0040	0.0039	
	ИТОГО			**0.0248**	**0.0243**	

ИЗА	**0510**	**Дизельный генератор вакуумной установки**				
ИВ	001-002	Skimmer Desmi Mini-Vac Vacuum				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
2	4.6	≥1500	1.22	0.7	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.265
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0132	0.0314	
301	Азота диоксид			0.0105	0.0251	

304	Азота оксид			0.0017	0.0041
328	Сажа	0.7	3	0.0009	0.0022
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0014	0.0033
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0092	0.0219
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000002	0.00000005
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0002	0.0004
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0046	0.0110
	ИТОГО			**0.0285**	**0.0680**

ИЗА	**0511**	**Дизельный генератор вакуумной установки**
ИВ	001	Skimmer Ro-Mop OM 260D
Расчет выполнен по методикам [1], [11].		

Исходные данные

Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	4.6	<1500	1.22	0.4	300	1

Расчетные вспомогательные параметры

Расчетная группа СДУ		А
Тип топлива		Дизтопливо
Количество одновременно работающих	шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.265
Коэффициент использования, k		1.000

Расчет эмиссий для **одного** источника выделения

Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0132	0.0157
301	Азота диоксид			0.0105	0.0126
304	Азота оксид			0.0017	0.0020
328	Сажа	0.7	3	0.0009	0.0011
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0014	0.0016
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0092	0.0110
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000002	0.00000003
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0002	0.0002
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0046	0.0055
	ИТОГО			**0.0285**	**0.0340**

ИЗА	**0512**	**Дизельный генератор вакуумной установки**
ИВ	001-002	Skimmer Vikoma Mini-vac
Расчет выполнен по методикам [1], [11].		

Исходные данные

Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
2	4.9	≥1500	1.31	0.8	300	1

Расчетные вспомогательные параметры

Расчетная группа СДУ		А
Тип топлива		Дизтопливо
Количество одновременно работающих	шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.266
Коэффициент использования, k		1.000

Расчет эмиссий для **одного** источника выделения

Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0140	0.0337
301	Азота диоксид			0.0112	0.0269
304	Азота оксид			0.0018	0.0044
328	Сажа	0.7	3	0.0010	0.0023
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0015	0.0035
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0098	0.0235
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000002	0.00000005
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0002	0.0005
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0049	0.0117
	ИТОГО			**0.0304**	**0.0729**

ИЗА	**0513**	**Вспомогательный дизельный генератор**
ИВ	001-006	Air Blowers Hydraulic Vikoma
Расчет выполнен по методикам [1], [11].		

Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
6	4.9	≥1500	1.31	2.3	300	1

Расчетные вспомогательные параметры		
Расчетная группа СДУ		A
Тип топлива		Дизтопливо
Количество одновременно работающих	шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.266
Коэффициент использования, k		1.000

Расчет эмиссий для **одного** источника выделения					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0140	0.1010
301	Азота диоксид			0.0112	0.0808
304	Азота оксид			0.0018	0.0131
328	Сажа	0.7	3	0.0010	0.0070
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0015	0.0106
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0098	0.0705
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000002	0.0000001
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0002	0.0014
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0049	0.0352
	ИТОГО			**0.0304**	**0.2187**

ИЗА	**0514**	**Дизельный генератор вакуумной установки**
ИВ	001	Skimmer Desmi Mini-Vac Vacuum

Расчет выполнен по методикам [1], [11].

Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	5.0	≥1500	1.50	0.4	300	1

Расчетные вспомогательные параметры		
Расчетная группа СДУ		A
Тип топлива		Дизтопливо
Количество одновременно работающих	шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.299
Коэффициент использования, k		1.000

Расчет эмиссий для **одного** источника выделения					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0143	0.0193
301	Азота диоксид			0.0114	0.0154
304	Азота оксид			0.0019	0.0025
328	Сажа	0.7	3	0.0010	0.0013
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0015	0.0020
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0100	0.0135
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000002	0.00000003
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0002	0.0003
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0050	0.0067
	ИТОГО			**0.0310**	**0.0418**

ИЗА	**0515**	**Дизельный генератор**
ИВ	001-010	Power Pack Desmi

Расчет выполнен по методикам [1], [11].

Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
10	5.6	≥1500	1.57	4.7	300	1

Расчетные вспомогательные параметры		
Расчетная группа СДУ		A
Тип топлива		Дизтопливо
Количество одновременно работающих	шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.28
Коэффициент использования, k		1.000

Расчет эмиссий для **одного** источника выделения	

Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0160	0.2020
301	Азота диоксид			0.0128	0.1616
304	Азота оксид			0.0021	0.0263
328	Сажа	0.7	3	0.0011	0.0141
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0017	0.0211
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0112	0.1409
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000003	0.0000003
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0002	0.0028
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0056	0.0705
	ИТОГО			**0.0347**	**0.4373**

ИЗА	**0516**	**Дизельный генератор**				
ИВ	001-004	Generator Yanmar YDG 5500E-E				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
4	6.5	≥1500	1.74	2.1	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.268
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0186	0.0898	
301	Азота диоксид			0.0149	0.0718	
304	Азота оксид			0.0024	0.0117	
328	Сажа	0.7	3	0.0013	0.0063	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0020	0.0094	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0130	0.0626	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000003	0.0000001	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0003	0.0013	
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0065	0.0313	
	ИТОГО			**0.0403**	**0.1944**	

ИЗА	**0517**	**Дизельный генератор**				
ИВ	001-021	Power Pack Desmi				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
21	6.8	≥1500	1.74	11.0	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.256
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0195	0.4714	
301	Азота диоксид			0.0156	0.3771	
304	Азота оксид			0.0025	0.0613	
328	Сажа	0.7	3	0.0013	0.0329	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0021	0.0493	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0136	0.3289	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000003	0.0000006	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0003	0.0066	
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0068	0.1644	
	ИТОГО			**0.0422**	**1.0205**	

ИЗА	**0518**	**Дизельный генератор**				
ИВ	001-006	Karcher HDS 1000DE				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
6	7.0	≥1500	1.74	3.1	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.249
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0200	0.1347	
301	Азота диоксид			0.0160	0.1077	
304	Азота оксид			0.0026	0.0175	
328	Сажа	0.7	3	0.0014	0.0094	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0021	0.0141	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0140	0.0940	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000003	0.0000002	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0003	0.0019	
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0070	0.0470	
	ИТОГО			**0.0434**	**0.2916**	

ИЗА	**0519**	**Дизельный генератор осветительной мачты**				
ИВ	001-006	Lighting Tower LT6K				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
6	7.0	≥1500	3.48	6.3	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.494
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0201	0.2694	
301	Азота диоксид			0.0161	0.2155	
304	Азота оксид			0.0026	0.0350	
328	Сажа	0.7	3	0.0014	0.0188	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0022	0.0282	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0141	0.1879	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000003	0.0000004	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0003	0.0038	
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0070	0.0940	
	ИТОГО			**0.0437**	**0.5831**	

ИЗА	**0520**	**Дизельный генератор**				
ИВ	001-010	Power Pack Vikoma GP-10				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
10	7.4	≥1500	1.74	5.2	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.235

Коэффициент использования, k					1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0212	0.2245
301	Азота диоксид			0.0169	0.1796
304	Азота оксид			0.0028	0.0292
328	Сажа	0.7	3	0.0014	0.0157
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0023	0.0235
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0148	0.1566
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000003	0.0000003
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0003	0.0031
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0074	0.0783
	ИТОГО			**0.0459**	**0.4859**

ИЗА	**0521**	**Дизельный генератор вакуумной установки**				
ИВ	001-010	Skimmer Desmi Ro-Vac MK2				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
10	9.6	≥1500	2.68	8.0	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.279
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0275	0.3457	
301	Азота диоксид			0.0220	0.2765	
304	Азота оксид			0.0036	0.0449	
328	Сажа	0.7	3	0.0019	0.0241	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0029	0.0362	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0192	0.2412	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000004	0.0000005	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0004	0.0048	
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0096	0.1206	
	ИТОГО			**0.0595**	**0.7483**	

ИЗА	**0522**	**Дизельный генератор**				
ИВ	001-003	Power Pack Desmi				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
3	10.1	≥1500	2.83	2.5	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.28
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0289	0.1094	
301	Азота диоксид			0.0231	0.0875	
304	Азота оксид			0.0038	0.0142	
328	Сажа	0.7	3	0.0020	0.0076	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0031	0.0115	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0202	0.0763	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000004	0.0000001	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0004	0.0015	

2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0101	0.0382
	ИТОГО			**0.0626**	**0.2369**

ИЗА	**0523**	**Дизельный генератор**				
ИВ	001	Power Pack Vikoma				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	12.0	≥1500	2.61	0.8	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.218
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0343	0.0337	
301	Азота диоксид			0.0275	0.0269	
304	Азота оксид			0.0045	0.0044	
328	Сажа	0.7	3	0.0023	0.0023	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0037	0.0035	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0240	0.0235	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000005	0.0000001	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0005	0.0005	
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0120	0.0117	
	ИТОГО			**0.0744**	**0.0729**	

ИЗА	**0524**	**Дизельный генератор**				
ИВ	001-005	Generator Powerpac Westac Power Limited				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
5	12.0	≥1500	2.61	3.9	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.218
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0343	0.1683	
301	Азота диоксид			0.0275	0.1347	
304	Азота оксид			0.0045	0.0219	
328	Сажа	0.7	3	0.0023	0.0117	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0037	0.0176	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0240	0.1175	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000005	0.0000002	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0005	0.0023	
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0120	0.0587	
	ИТОГО			**0.0744**	**0.3644**	

ИЗА	**0525**	**Дизельный генератор**				
ИВ	001-015	Power Pack Desmi				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
15	24.3	≥1500	6.09	27.4	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A

Тип топлива					Дизтопливо
Количество одновременно работающих				шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ				кг/кВт.ч	0.251
Коэффициент использования, k					1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0695	1.1784
301	Азота диоксид			0.0556	0.9427
304	Азота оксид			0.0090	0.1532
328	Сажа	0.7	3	0.0047	0.0822
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0074	0.1233
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0486	0.8222
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000009	0.0000015
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0010	0.0164
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0243	0.4111
	ИТОГО			**0.1507**	**2.5511**

ИЗА	**0526**	**Дизельный генератор**				
ИВ	001-005	SKD26				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
5	2.1	≥1500	0.59	0.9	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.28
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0060	0.0379	
301	Азота диоксид			0.0048	0.0303	
304	Азота оксид			0.0008	0.0049	
328	Сажа	0.7	3	0.0004	0.0026	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0006	0.0040	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0042	0.0264	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000001	0.0000001	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0001	0.0005	
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0021	0.0132	
	ИТОГО			**0.0130**	**0.0820**	

ИЗА	**0527**	**Дизельный генератор**				
ИВ	001-004	Power Pack Foilex DH20				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
4	27.1	≥1500	6.09	7.3	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.225
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0775	0.3142	
301	Азота диоксид			0.0620	0.2514	
304	Азота оксид			0.0101	0.0409	
328	Сажа	0.7	3	0.0053	0.0219	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0083	0.0329	

337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0542	0.2192
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000010	0.0000004
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0011	0.0044
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0271	0.1096
	ИТОГО			**0.1681**	**0.6803**

ИЗА	**0528**	**Дизельный генератор насосов**				
ИВ	001-003	SELWOOD S100				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
3	29.3	≥1500	6.96	6.3	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.238
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0838	0.2694	
301	Азота диоксид			0.0671	0.2155	
304	Азота оксид			0.0109	0.0350	
328	Сажа	0.7	3	0.0057	0.0188	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0090	0.0282	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0586	0.1879	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000011	0.0000004	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0012	0.0038	
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0293	0.0940	
	ИТОГО			**0.1817**	**0.5831**	

ИЗА	**0529**	**Дизельный генератор**				
ИВ	001	Power Pack Desmi				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	48.1	≥1500	11.31	3.4	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.235
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.1376	0.1459	
301	Азота диоксид			0.1101	0.1167	
304	Азота оксид			0.0179	0.0190	
328	Сажа	0.7	3	0.0094	0.0102	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0147	0.0153	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0962	0.1018	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000018	0.0000002	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0020	0.0020	
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0481	0.0509	
	ИТОГО			**0.2983**	**0.3159**	

ИЗА	**0530**	**Дизельный генератор**				
ИВ	001-004	Power Pack Vikoma				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
4	50.0	≥1500	12.18	14.6	300	1

Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.244
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.1431	0.6285	
301	Азота диоксид			0.1144	0.5028	
304	Азота оксид			0.0186	0.0817	
328	Сажа	0.7	3	0.0097	0.0438	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0153	0.0658	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.1000	0.4385	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.0000002	0.0000008	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0021	0.0088	
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0500	0.2192	
	ИТОГО			**0.3101**	**1.3606**	

ИЗА	**0531**	**Дизельный генератора скиммера**				
ИВ	001-006	Skimmer Desmi RO-MOP OM 140				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
6	3.4	≥1500	0.9	1.6	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.256
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0097	0.0673	
301	Азота диоксид			0.0078	0.0539	
304	Азота оксид			0.0013	0.0088	
328	Сажа	0.7	3	0.0007	0.0047	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0010	0.0070	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0068	0.0470	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000002	0.00000009	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0001	0.0009	
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0034	0.0235	
	ИТОГО			**0.0211**	**0.1458**	

ИЗА	**0532**	**Дизельный генератор**				
ИВ	001-002	Power Pack Desmi				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
2	53.1	≥1500	13.92	8.4	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.262
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.1519	0.3591	
301	Азота диоксид			0.1215	0.2873	

304	Азота оксид			0.0198	0.0467
328	Сажа	0.7	3	0.0103	0.0251
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0162	0.0376
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.1062	0.2506
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.0000002	0.0000005
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0022	0.0050
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0531	0.1253
	ИТОГО			**0.3294**	**0.7775**

ИЗА	**0533**	**Дизельный генератор**				
ИВ	001-007	Power Pack Desmi				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
7	86.0	≥1500	21.32	44.8	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						Б
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.248
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.60	40.0	0.2293	1.7905	
301	Азота диоксид			0.1835	1.4324	
304	Азота оксид			0.0298	0.2328	
328	Сажа	0.5	2	0.0119	0.0895	
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.0287	0.2238	
337	Углерода оксид	6.20	26.0	0.1481	1.1638	
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.0000003	0.000002	
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0029	0.0224	
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.0693	0.5371	
	ИТОГО			**0.4741**	**3.7018**	

ИЗА	**0534**	**Вспомогательный бензиновый генератор**				
ИВ	001-006					
Расчет выполнен по методикам [1], [7].						
Исходные данные						
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
ИТОГО по источнику						
6	2.0	≥1500	0.73	1.31	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						А
Количество одновременно работающих					шт.	1
Тип топлива						Бензин
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.365
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/с	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	0.000049	0.000175	0.00005	0.0003	
301	Азота диоксид			0.00004	0.0003	
304	Азота оксид			0.000006	0.00004	
330	Серы диоксид	0.0000156	0.000056	0.00002	0.0001	
337	Углерода оксид	0.0032292	0.011625	0.0032	0.0209	
2704	Бензин нефтяной	0.0005208	0.001875	0.0005	0.0034	
	ИТОГО			**0.0038**	**0.0247**	

ИЗА	**0535**	**Вспомогательный бензиновый генератор**				
ИВ	001-005					
Расчет выполнен по методикам [1], [7].						
Исходные данные						
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
ИТОГО по источнику						

5	2.6	≥1500	0.55	0.82	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Количество одновременно работающих					шт.	1
Тип топлива						Бензин
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.211
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/с	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	0.000049	0.000175	0.00005	0.0003	
301	Азота диоксид			0.00004	0.0002	
304	Азота оксид			0.000006	0.00003	
330	Серы диоксид	0.0000156	0.000056	0.00002	0.0001	
337	Углерода оксид	0.0032292	0.011625	0.0032	0.0174	
2704	Бензин нефтяной	0.0005208	0.001875	0.0005	0.0028	
	ИТОГО			**0.0038**	**0.0206**	

ИЗА	**0536**	**Бензиновый генератор насосов**				
ИВ	001-017					
Расчет выполнен по методикам [1], [7].						
Исходные данные						
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
ИТОГО по источнику						
17	2.9	≥1500	0.73	3.72	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Количество одновременно работающих					шт.	1
Тип топлива						Бензин
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.252
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/с	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	0.000049	0.000175	0.00005	0.0009	
301	Азота диоксид			0.00004	0.0007	
304	Азота оксид			0.000006	0.00012	
330	Серы диоксид	0.0000156	0.000056	0.00002	0.0003	
337	Углерода оксид	0.0032292	0.011625	0.0032	0.0593	
2704	Бензин нефтяной	0.0005208	0.001875	0.0005	0.0096	
	ИТОГО			**0.0038**	**0.0700**	

ИЗА	**0537**	**Вспомогательный бензиновый генератор**				
ИВ	001-002					
Расчет выполнен по методикам [1], [7].						
Исходные данные						
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
ИТОГО по источнику						
2	3.0	≥1500	0.20	0.12	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Количество одновременно работающих					шт.	1
Тип топлива						Бензин
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.067
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/с	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	0.000049	0.000175	0.00005	0.0001	
301	Азота диоксид			0.00004	0.0001	
304	Азота оксид			0.000006	0.00001	
330	Серы диоксид	0.0000156	0.000056	0.00002	0.00003	
337	Углерода оксид	0.0032292	0.011625	0.0032	0.0070	
2704	Бензин нефтяной	0.0005208	0.001875	0.0005	0.0011	
	ИТОГО			**0.0038**	**0.0082**	

ИЗА	**0538**	**Вспомогательный бензиновый генератор**				
ИВ	001-002					
Расчет выполнен по методикам [1], [7].						
Исходные данные						
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
ИТОГО по источнику						
2	3.00	≥1500	0.73	0.44	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Количество одновременно работающих					шт.	1
Тип топлива						Бензин
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.243
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/с	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	0.000049	0.000175	0.00005	0.0001	
301	Азота диоксид			0.00004	0.0001	
304	Азота оксид			0.000006	0.00001	
330	Серы диоксид	0.0000156	0.000056	0.00002	0.00003	
337	Углерода оксид	0.0032292	0.011625	0.0032	0.0070	
2704	Бензин нефтяной	0.0005208	0.001875	0.0005	0.0011	
	ИТОГО			**0.0038**	**0.0082**	

ИЗА	**0539**	**Бензиновый генератор насосов**				
ИВ	001-022					
Расчет выполнен по методикам [1], [7].						
Исходные данные						
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
ИТОГО по источнику						
22	4.00	≥1500	0.73	4.82	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Количество одновременно работающих					шт.	1
Тип топлива						Бензин
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.183
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/с	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	0.000049	0.000175	0.00005	0.0012	
301	Азота диоксид			0.00004	0.0009	
304	Азота оксид			0.000006	0.00015	
330	Серы диоксид	0.0000156	0.000056	0.00002	0.00037	
337	Углерода оксид	0.0032292	0.011625	0.0032	0.0767	
2704	Бензин нефтяной	0.0005208	0.001875	0.0005	0.0124	
	ИТОГО			**0.0038**	**0.0905**	

ИЗА	**0540**	**Вспомогательный бензиновый генератор**				
ИВ	001-010					
Расчет выполнен по методикам [1], [7].						
Исходные данные						
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
ИТОГО по источнику						
10	4.4	≥1500	0.15	0.44	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Количество одновременно работающих					шт.	1
Тип топлива						Бензин
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.033
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/с	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	0.000049	0.000175	0.00005	0.0005	

301	Азота диоксид			0.00004	0.0004
304	Азота оксид			0.000006	0.00007
330	Серы диоксид	0.0000156	0.000056	0.00002	0.00017
337	Углерода оксид	0.0032292	0.011625	0.0032	0.0349
2704	Бензин нефтяной	0.0005208	0.001875	0.0005	0.0056
	ИТОГО			**0.0038**	**0.0412**

ИЗА	**0541**	**Вспомогательный бензиновый генератор**				
ИВ	001-002					
Расчет выполнен по методикам [1], [7].						
Исходные данные						
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
ИТОГО по источнику						
2	4.5	≥1500	0.73	0.44	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Количество одновременно работающих					шт.	1
Тип топлива						Бензин
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.162
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/с	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	0.000049	0.000175	0.00005	0.0001	
301	Азота диоксид			0.00004	0.0001	
304	Азота оксид			0.000006	0.00001	
330	Серы диоксид	0.0000156	0.000056	0.00002	0.00003	
337	Углерода оксид	0.0032292	0.011625	0.0032	0.0070	
2704	Бензин нефтяной	0.0005208	0.001875	0.0005	0.0011	
	ИТОГО			**0.0038**	**0.0082**	

ИЗА	**0542**	**Дизельный генератор насосов**				
ИВ	001-006	D75				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
6	4.2	≥1500	1.00	1.80	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.238
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0120	0.0774	
301	Азота диоксид			0.0096	0.0620	
304	Азота оксид			0.0016	0.0101	
328	Сажа	0.7	3	0.0008	0.0054	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0013	0.0081	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0084	0.0540	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000002	0.0000001	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0002	0.0011	
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0042	0.0270	
	ИТОГО			**0.0261**	**0.1676**	

ИЗА	**0543**	**Генератор**				
ИВ	001-005	Harrington Generators International				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
5	5.6	≥1500	1.57	2.3	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						

Расчетная группа СДУ					A
Тип топлива					Дизтопливо
Количество одновременно работающих				шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ				кг/кВт.ч	0.28
Коэффициент использования, k					1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0160	0.1010
301	Азота диоксид			0.0128	0.0808
304	Азота оксид			0.0021	0.0131
328	Сажа	0.7	3	0.0011	0.0070
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0017	0.0106
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0112	0.0705
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000003	0.0000001
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0002	0.0014
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0056	0.0352
	ИТОГО			**0.0347**	**0.2187**

ИЗА	**0544**	**Вспомогательный генератор**				
ИВ	001-002	Power Pack				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
2	5.8	≥1500	1.59	1.0	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.275
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0166	0.0411	
301	Азота диоксид			0.0133	0.0329	
304	Азота оксид			0.0022	0.0053	
328	Сажа	0.7	3	0.0011	0.0029	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0018	0.0043	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0116	0.0287	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000003	0.0000001	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0002	0.0006	
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0058	0.0143	
	ИТОГО			**0.0360**	**0.0889**	

ИЗА	**0545**	**Дизельный генератор вакуумной установки**				
ИВ	001-010	PP Desmi RO-VAC MK3				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
10	14.7	≥1500	3.71	11.1	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.253
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0421	0.4792	
301	Азота диоксид			0.0336	0.3834	
304	Азота оксид			0.0055	0.0623	
328	Сажа	0.7	3	0.0029	0.0334	

330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0045	0.0502
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0294	0.3343
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000006	0.0000006
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0006	0.0067
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0147	0.1672
	ИТОГО			**0.0912**	**1.0375**

ИЗА	**0546**	**Генератор**				
ИВ	001-002	Power Pack Desmi				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
2	50.6	≥1500	12.18	7.3	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.241
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.1448	0.3142	
301	Азота диоксид			0.1158	0.2514	
304	Азота оксид			0.0188	0.0409	
328	Сажа	0.7	3	0.0098	0.0219	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0155	0.0329	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.1012	0.2192	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000019	0.0000004	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0021	0.0044	
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0506	0.1096	
	ИТОГО			**0.3138**	**0.6803**	

ИЗА	**0547**	**Бензиновый генератор насосов**				
ИВ	001-016					
Расчет выполнен по методикам [1], [7].						
Исходные данные						
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
ИТОГО по источнику						
16	2.03	≥1500	0.73	3.50	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Количество одновременно работающих					шт.	1
Тип топлива						Бензин
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.360
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/с	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	0.000049	0.000175	0.00005	0.0008	
301	Азота диоксид			0.00004	0.0007	
304	Азота оксид			0.000006	0.00011	
330	Серы диоксид	0.0000156	0.000056	0.00002	0.00027	
337	Углерода оксид	0.0032292	0.011625	0.0032	0.0558	
2704	Бензин нефтяной	0.0005208	0.001875	0.0005	0.0090	
	ИТОГО			**0.0038**	**0.0659**	

ИЗА	**0548**	**Бензиновый генератор насосов**				
ИВ	001-010					
Расчет выполнен по методикам [1], [7].						
Исходные данные						
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
ИТОГО по источнику						
10	2.6	≥1500	0.73	2.19	300	8.00
Расчетные вспомогательные параметры						

Расчетная группа СДУ		А
Количество одновременно работающих	шт.	1
Тип топлива		Бензин
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.281
Коэффициент использования, k		1.000

Расчет эмиссий					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/с	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год
	Азота оксиды	0.000049	0.000175	0.00005	0.0005
301	Азота диоксид			0.00004	0.0004
304	Азота оксид			0.000006	0.00007
330	Серы диоксид	0.0000156	0.000056	0.00002	0.00017
337	Углерода оксид	0.0032292	0.011625	0.0032	0.0349
2704	Бензин нефтяной	0.0005208	0.001875	0.0005	0.0056
	ИТОГО			**0.0038**	**0.0412**

ИЗА	**0549**	**Бензиновый генератор воздухонагнетателя**				
ИВ	001-004					
Расчет выполнен по методикам [1], [7].						
Исходные данные						
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
ИТОГО по источнику						
4	2.6	≥1500	0.73	0.88	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						А
Количество одновременно работающих					шт.	1
Тип топлива						Бензин
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.281
Коэффициент использования, k						1.000

Расчет эмиссий					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/с	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год
	Азота оксиды	0.000049	0.000175	0.00005	0.0002
301	Азота диоксид			0.00004	0.0002
304	Азота оксид			0.000006	0.00003
330	Серы диоксид	0.0000156	0.000056	0.00002	0.00007
337	Углерода оксид	0.0032292	0.011625	0.0032	0.0140
2704	Бензин нефтяной	0.0005208	0.001875	0.0005	0.0023
	ИТОГО			**0.0038**	**0.0165**

ИЗА	**0550**	**Бензиновый генератор воздухонагнетателя**				
ИВ	001-016					
Расчет выполнен по методикам [1], [7].						
Исходные данные						
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
ИТОГО по источнику						
16	3.7	≥1500	0.84	4.03	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						А
Количество одновременно работающих					шт.	1
Тип топлива						Бензин
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.227
Коэффициент использования, k						1.000

Расчет эмиссий					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/с	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год
	Азота оксиды	0.000049	0.000175	0.00005	0.0008
301	Азота диоксид			0.00004	0.0007
304	Азота оксид			0.000006	0.00011
330	Серы диоксид	0.0000156	0.000056	0.00002	0.00027
337	Углерода оксид	0.0032292	0.011625	0.0032	0.0558
2704	Бензин нефтяной	0.0005208	0.001875	0.0005	0.0090
	ИТОГО			**0.0038**	**0.0659**

ИЗА	**0551**	**Бензиновый генератор компрессора**
ИВ	001-002	

Расчет выполнен по методикам [1], [7].						
Исходные данные						
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
ИТОГО по источнику						
2	5.0	≥1500	1.10	0.66	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Количество одновременно работающих					шт.	1
Тип топлива						Бензин
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.219
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/с	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	0.000049	0.000175	0.00005	0.0001	
301	Азота диоксид			0.00004	0.0001	
304	Азота оксид			0.000006	0.00001	
330	Серы диоксид	0.0000156	0.000056	0.00002	0.00003	
337	Углерода оксид	0.0032292	0.011625	0.0032	0.0070	
2704	Бензин нефтяной	0.0005208	0.001875	0.0005	0.0011	
	ИТОГО			**0.0038**	**0.0082**	

ИЗА	**0552**	**Дизельный генератор**				
ИВ	001-003	Power Pack Desmi				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
3	24.3	≥1500	5.22	4.7	300	1
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						A
Тип топлива						Дизтопливо
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.215
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий для **одного** источника выделения						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.0695	0.2020	
301	Азота диоксид			0.0556	0.1616	
304	Азота оксид			0.0090	0.0263	
328	Сажа	0.7	3	0.0047	0.0141	
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0074	0.0211	
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.0486	0.1409	
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00000009	0.0000003	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0010	0.0028	
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.0243	0.0705	
	ИТОГО			**0.1507**	**0.4373**	

ИЗА	**0553**	**Воздухонагревательная установка**				
ИВ	001-005	MASTER				
Расчет выполнен по методикам [2], [11].						
Исходные данные						
Коли-чество ИВ	Тепловая мощность, кВт	Тип топлива	Расход топлива В		Время работы	
			кг/ч	т/год	ч/год	ч/сут
5	20	Керосин	1.480	2.22	300	12
1	*Количество одновременно работающих*					
Характеристика топлива			Параметры, зависящие от типа топки и топлива			
A^r, %	S^r, %	Q^r, МДж/кг	q_4, %	x (в долях)	K_{CO}, кг/ГДж	K_{NO2}, кг/ГДж
0.003	0.2	43.12	0	0.01	0.16	0.058
Коэффициенты, характеризующие мероприятия по снижению выбросов						
β	η	η'	η''	$Э$	α	
0	0	0.02	0	1.37	1.1	

Расчет эмиссий				
Код вещества	Наименование ЗВ	Расчетная формула	Выбросы ЗВ	
			Макс., г/с	Валовые, т/год
	Азота оксиды	$П_{NOx} = 0,001B\ Q_i^r\ K_{NO2}\ (1 - \beta)$	0.0010	0.0056
301	Азота диоксид	$П = 0.8\ П_{NOx}$	0.0008	0.0044
304	Азота оксид	$П = 0.13\ П_{NOx}$	0.0001	0.0007
328	Сажа	$П = B\ A^r\ x\ (1 - \eta)$	0.0000	0.0001
330	Серы диоксид	$П = 0,02\ B\ S^r\ (1 - \eta')\ (1 - \eta'')$	0.0016	0.0087
337	Углерода оксид	$П = 0,001\ B\ Q_i^r\ K_{CO}\ (1 - q_4/100)$	0.0028	0.0153
	ИТОГО		**0.0054**	**0.0292**

Баржа эвакуации. Варианты 1-3

ИЗА	**0601**	**Генератор силового модуля**				
ИВ	001					
Расчет выполнен по методике [1].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	383	1500-3000	77.3	676.8	8760	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						Б
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.2017
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.60	40.0	1.0213	27.0704	
301	Азота диоксид			0.8170	21.6563	
304	Азота оксид			0.1328	3.5192	
328	Сажа	0.5	2	0.0532	1.3535	
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.1277	3.3838	
337	Углерода оксид	6.20	26.0	0.6596	17.5958	
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.000001	0.00004	
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0128	0.3384	
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.3085	8.1211	
	ИТОГО			**2.1116**	**55.9681**	

ИЗА	**0602**	**Генератор силового модуля**				
ИВ	001					
Расчет выполнен по методике [1].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	383	1500-3000	77.3	676.8	8760	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						Б
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.2017
Коэффициент использования, k						1.000
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.60	40.0	1.0213	27.0704	
301	Азота диоксид			0.8170	21.6563	
304	Азота оксид			0.1328	3.5192	
328	Сажа	0.5	2	0.0532	1.3535	
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.1277	3.3838	
337	Углерода оксид	6.20	26.0	0.6596	17.5958	
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.000001	0.00004	
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0128	0.3384	
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.3085	8.1211	
	ИТОГО			**2.1116**	**55.9681**	

ИЗА	**0603**	**Резервуары ГСМ**
ИВ	001	Резервуары для дизтоплива
	002	Расходные резервуары для дизтоплива
	003	Резервуары масла*

Расчет выполнен по методике [3].
Исходные данные и расчет эмиссий, г/с

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конст-рукция	Наимен. вещества	Максимальные выбросы: $M_{м.р.} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с
001	Резервуары для дизтоплива	65	Заглуб.	Пары дизтоп.	3.92	0.8	50.0	0.0436
002	Расходные резервуары для дизтоплива	18	Заглуб.	Пары дизтоп.	3.92	0.8	50.0	0.0436
003	Резервуары масла*	18	Заглуб.	Масло минер.	0.39	0.8	0.5	4.3E-05

Исходные данные и расчет эмиссий, т/год

Номер ИВ	Наимен. вещества	Годовые выбросы: $M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_p$

		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/год	$G_{хр}$	$K_{нп}$	$N_р$	$M_{год}$, т/год
001	Пары дизтоп.	2.36	3.15	2707.1	0.081	0.0029	2	0.0064
002	Пары дизтоп.	2.36	3.15	20.0	0.081	0.0029	1	0.0003
003	Масло минер.	0.25	0.25	20.0	0.081	0.00027	1	2.6E-05

** - в том числе резервуары с замазученной водой*

Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах дизтоплива

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/год
	Пары дизтоплива	0.0436	0.0067
	В том числе:		
333	Сероводород (0.28%)	0.00012	0.00002
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19} (99.72%)	0.0434	0.00670
2735	Масло минеральное	4.3E-05	2.6E-05

ИЗА	**6601**	**Система подачи ГСМ**
ИВ	001-015	Перекачка дизтоплива

Расчет выполнен по методикам [3], [5].

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Наимен. ЗВ	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	доля	Выбросы в атмосферу	
				ч/год	кг/ч		г/с	т/год
001-015	Насосы	Пары дизтоплива	1	8760	0.07	-	0.0194	0.6132
	Арматура	Пары дизтоплива	6	8760	0.007	0.07	0.0008	0.0242
	Фланцы	Пары дизтоплива	8	8760	0.00029	0.02	0.000013	0.0004
	ИТОГО:	Пары дизтоплива					0.0202	0.6378

Идентификация вредных веществ в парах дизтоплива

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/год
333	Сероводород (0.28%)	0.00006	0.0018
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19} (99.72%)	0.0202	0.6361

ИЗА	**0604**	**Механическая мастерская**
ИВ	001	Заточной станок

Расчет выполнен по методики [4].

Наименование оборудования	Коли-чество	Продолжит. работы		Код ЗВ	Наименование ЗВ	q, г/с	Выбросы ЗВ	
		ч/сут	ч/год				г/с	т/год
Заточной станок Д=150 мм	1	1	365	2868	Эмульсол	2.288E-07	2.3E-07	3.0E-07
				2868	**Эмульсол**		**0.0000002**	**0.0000003**

ИЗА	**6602**	**Участок покраски**
ИВ	001	Грунтовка ФЛ-086
	002	Эмаль ПФ-115
	003	Растворитель РС-2

Расчет выполнен по формулам методики [9].

Расход и характеристика окрасочных материалов

Наимен. ЛКМ	Расход ЛКМ		Доля летучей части	Наимен. летучих компонентов	Содержание компонента в летучей части
	кг/ч	т/год			
Грунтовка ФЛ-086	0.8	0.14	0.46	Уайт-спирит	0.5
				Ксилол	0.5
Эмаль ПФ-115	0.8	0.04	0.45	Уайт-спирит	0.5
				Ксилол	0.5
Растворитель РС-2	0.1	0.28	1	Уайт-спирит	0.7
				Ксилол	0.3
Доля выбросов в период окраски			0.28	Способ окраски:	кистью
Доля выбросов в период сушки			0.72		
Продолжительность сушки, часов			20		

Расчет выбросов в атмосферу

Наимен. ЛКМ	Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы при окраске		Выбросы при сушке		ИТОГО	
			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
Грунтовка ФЛ-086	2752	Уайт-спирит	0.01431	0.00902	0.00184	0.02318	0.0162	0.0322
	616	Ксилол	0.01431	0.00902	0.00184	0.02318	0.0162	0.0322
Эмаль ПФ-115	2752	Уайт-спирит	0.014	0.00252	0.0018	0.00648	0.0158	0.0090
	616	Ксилол	0.014	0.00252	0.0018	0.00648	0.0158	0.0090
Растворитель РС-2	2752	Уайт-спирит					0.0194	0.1960
	616	Ксилол					0.0083	0.0840
ВСЕГО по участку окраски	**616**	**Ксилол**					**0.0162**	**0.1252**
	2752	**Уайт-спирит**					**0.0194**	**0.2372**

Буровая установка. Варианты 1-3

ИЗА	**701**	**Генератор БУ**				
ИВ	001	CAT 3512 B				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	1118.5	1200	201.33	1763.6508	8760	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						B
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.18
Коэффициент использования, k						1
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	8.4	35	2.6098	61.7278	
301	Азота диоксид			2.0878	49.3822	
304	Азота оксид			0.3393	8.0246	
328	Сажа	0.35	1.5	0.1087	2.6455	
330	Серы диоксид	1.4	6	0.4350	10.5819	
337	Углерода оксид	5.3	22	1.6467	38.8003	
703	Бенз(а)пирен	0.000011	0.000045	0.000003	0.00008	
1325	Формальдегид	0.1	0.4	0.0311	0.7055	
2754	Углеводороды	2.4	10	0.7457	17.6365	
	ИТОГО			**5.3943**	**127.7766**	

ИЗА	**702**	**Генератор БУ**				
ИВ	001	CAT 3512 B				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	1118.5	1200	201.33	1763.6508	8760	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						B
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.180
Коэффициент использования, k						1
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	8.4	35	2.6098	61.7278	
301	Азота диоксид			2.0878	49.3822	
304	Азота оксид			0.3393	8.0246	
328	Сажа	0.35	1.5	0.1087	2.6455	
330	Серы диоксид	1.4	6	0.4350	10.5819	
337	Углерода оксид	5.3	22	1.6467	38.8003	
703	Бенз(а)пирен	0.000011	0.000045	0.000003	0.00008	
1325	Формальдегид	0.1	0.4	0.0311	0.7055	
2754	Углеводороды	2.4	10	0.7457	17.6365	
	ИТОГО			**5.3943**	**127.7766**	

ИЗА	**703**	**Генератор БУ**				
ИВ	001	CAT 3512 B				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	1118.5	1200	201.33	1763.6508	8760	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						B
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.180
Коэффициент использования, k						1

Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	8.4	35	2.6098	61.7278	
301	Азота диоксид			2.0878	49.3822	
304	Азота оксид			0.3393	8.0246	
328	Сажа	0.35	1.5	0.1087	2.6455	
330	Серы диоксид	1.4	6	0.4350	10.5819	
337	Углерода оксид	5.3	22	1.6467	38.8003	
703	Бенз(а)пирен	0.000011	0.000045	0.000003	0.00008	
1325	Формальдегид	0.1	0.4	0.0311	0.7055	
2754	Углеводороды	2.4	10	0.7457	17.6365	
	ИТОГО			**5.3943**	**127.7766**	

ИЗА	**704**	**Генератор БУ**				
ИВ	001	CAT 3512 B				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	1118.5	1200	201.33	1763.6508	8760	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						B
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.18
Коэффициент использования, k						1

Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	8.4	35	2.6098	61.7278	
301	Азота диоксид			2.0878	49.3822	
304	Азота оксид			0.3393	8.0246	
328	Сажа	0.35	1.5	0.1087	2.6455	
330	Серы диоксид	1.4	6	0.4350	10.5819	
337	Углерода оксид	5.3	22	1.6467	38.8003	
703	Бенз(а)пирен	0.000011	0.000045	0.000003	0.00008	
1325	Формальдегид	0.1	0.4	0.0311	0.7055	
2754	Углеводороды	2.4	10	0.7457	17.6365	
	ИТОГО			**5.3943**	**127.7766**	

ИЗА	**705**	**Генератор БУ**				
ИВ	001	CAT 3512 B				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	1118.5	1200	201.33	1763.6508	8760	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						B
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.18
Коэффициент использования, k						1

Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	8.4	35	2.6098	61.7278	
301	Азота диоксид			2.0878	49.3822	
304	Азота оксид			0.3393	8.0246	
328	Сажа	0.35	1.5	0.1087	2.6455	
330	Серы диоксид	1.4	6	0.4350	10.5819	
337	Углерода оксид	5.3	22	1.6467	38.8003	
703	Бенз(а)пирен	0.000011	0.000045	0.000003	0.00008	
1325	Формальдегид	0.1	0.4	0.0311	0.7055	
2754	Углеводороды	2.4	10	0.7457	17.6365	
	ИТОГО			**5.3943**	**127.7766**	

ИЗА	**706**	**Генератор БУ**				
ИВ	001	CAT 3512 B				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	1118.5	1200	201.33	1763.6508	8760	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						B
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.18
Коэффициент использования, k						1
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	8.4	35	2.6098	61.7278	
301	Азота диоксид			2.0878	49.3822	
304	Азота оксид			0.3393	8.0246	
328	Сажа	0.35	1.5	0.1087	2.6455	
330	Серы диоксид	1.4	6	0.4350	10.5819	
337	Углерода оксид	5.3	22	1.6467	38.8003	
703	Бенз(а)пирен	0.000011	0.000045	0.000003	0.00008	
1325	Формальдегид	0.1	0.4	0.0311	0.7055	
2754	Углеводороды	2.4	10	0.7457	17.6365	
	ИТОГО			**5.3943**	**127.7766**	

ИЗА	**707**	**Генератор БУ**				
ИВ	001	CAT 3512 B				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	1118.5	1200	201.33	1763.6508	8760	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						B
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.180
Коэффициент использования, k						1
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	8.4	35	2.6098	61.7278	
301	Азота диоксид			2.0878	49.3822	
304	Азота оксид			0.3393	8.0246	
328	Сажа	0.35	1.5	0.1087	2.6455	
330	Серы диоксид	1.4	6	0.4350	10.5819	
337	Углерода оксид	5.3	22	1.6467	38.8003	
703	Бенз(а)пирен	0.000011	0.000045	0.000003	0.00008	
1325	Формальдегид	0.1	0.4	0.0311	0.7055	
2754	Углеводороды	2.4	10	0.7457	17.6365	
	ИТОГО			**5.3943**	**127.7766**	

ИЗА	**708**	**Генератор КАТО-6**				
ИВ	001, 002	КАТО-6				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	1500	1200	201.33	88.18254	438	24
Примечание: планируемое время работы каждого из генераторов не более 100 ч/год						
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						B
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.1342
Коэффициент использования, k						1
Расчет эмиссий						

Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	8.4	35	3.5000	3.0864	
301	Азота диоксид			2.8000	2.4691	
304	Азота оксид			0.4550	0.4012	
328	Сажа	0.35	1.5	0.1458	0.1323	
330	Серы диоксид	1.4	6	0.5833	0.5291	
337	Углерода оксид	5.3	22	2.2083	1.9400	
703	Бенз(а)пирен	0.000011	0.000045	0.000005	0.000004	
1325	Формальдегид	0.1	0.4	0.0417	0.0353	
2754	Углеводороды	2.4	10	1.0000	0.8818	
	ИТОГО			**7.2341**	**6.3888**	

ИЗА	**709**	**Мотокомпрессор Atlas Copco**				
ИВ	001	XAS67				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	32.5	1850-2400	5.22	1.566	300	5
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						А
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.1606
Коэффициент использования, k						1
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.3	43	0.0930	0.0673	
301	Азота диоксид			0.0744	0.0539	
304	Азота оксид			0.0121	0.0088	
328	Сажа	0.7	3	0.0063	0.0047	
330	Серы диоксид	1.1	4.5	0.0099	0.0070	
337	Углерода оксид	7.2	30	0.0650	0.0470	
703	Бенз(а)пирен	0.000013	0.000055	0.000000	0.000000	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0014	0.0009	
2754	Углеводороды	3.6	15	0.0325	0.0235	
	ИТОГО			**0.2016**	**0.1458**	

ИЗА	**710**	**Пожарная мотопомпа**				
ИВ	001, 002	Clarke JU6H- UF62				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол. ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/нед
2	179	2350	37.59	7.518	100	0.5
Примечание: характеристика дана на один ИВ						
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						Б
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.21
Коэффициент использования, k						2
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.6	40	0.4773	0.3007	
301	Азота диоксид			0.3818	0.2406	
304	Азота оксид			0.0620	0.0391	
328	Сажа	0.5	2	0.0249	0.0150	
330	Серы диоксид	1.2	5	0.0597	0.0376	
337	Углерода оксид	6.2	26	0.3083	0.1955	
703	Бенз(а)пирен	0.000012	0.000055	0.000001	0.0000004	
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0060	0.0038	
2754	Углеводороды	2.9	12	0.1442	0.0902	
	ИТОГО			**0.9869**	**0.6217**	

ИЗА	**711**	**Теплопушки**				
ИВ	1	Tioga IDF 21 DO CSA				
	002-005	Jumbo 65 T				
Расчет выполнен по методикам [2], [11].						
Исходные данные						
Коли-чество ИВ	Тепловая мощность, кВт	Тип топлива	Расход топлива В		Время работы	
			кг/ч	т/год	ч/год	ч/сут
1	1230	Дизельное	129.47	559.33	4320	24
4	81.4	Дизельное	6.96	120.28	4320	24
ИТОГО по источнику:		**Дизельное**	**129.47**	**679.61**	**4320**	**24**

Характеристика топлива			Параметры, зависящие от типа топки и топлива			
A^r, %	S^r, %	Q^r, МДж/кг	q_4, %	x (в долях)	K_{CO}, кг/ГДж	K_{NO2}, кг/ГДж
0.025	0.3	42.75	0	0.01	0.32	0.1123

Коэффициенты, характеризующие мероприятия по снижению выбросов						
β	η	η'	η''			
0	0	0.02	0			

Расчет эмиссий					
Код вещества	Наименование ЗВ	Расчетная формула	Выбросы ЗВ		
			Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	$П_{NOx} = 0{,}001 B Q_i^r K_{NO2} (1 - \beta)$	0.1727	3.2627	
301	Азота диоксид	$П = 0.8 П_{NOx}$	0.1381	2.6101	
304	Азота оксид	$П = 0.13 П_{NOx}$	0.0224	0.4241	
328	Сажа	$П = B A^r x (1 - \eta)$	0.0090	0.1699	
330	Серы диоксид	$П = 0{,}02 B S^r (1 - \eta') (1 - \eta'')$	0.2115	3.9961	
337	Углерода оксид	$П = 0{,}001 B Q_i^r K_{CO} (1 - q_4/100)$	0.4920	9.2970	
	ИТОГО		**0.8730**	**16.4973**	

ИЗА	**712**	**Генератор каротажной станции**				
ИВ	001	ASEP 3096 LB				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	35	0	7.35	2.94	400	5

Расчетные вспомогательные параметры		
Расчетная группа СДУ		А
Количество одновременно работающих генераторов	шт	1
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.21
Коэффициент использования, k		1

Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.3	43	0.1001	0.1264	
301	Азота диоксид			0.0801	0.1011	
304	Азота оксид			0.0130	0.0164	
328	Сажа	0.7	3	0.0068	0.0088	
330	Серы диоксид	1.1	4.5	0.0107	0.0132	
337	Углерода оксид	7.2	30	0.0700	0.0882	
703	Бенз(а)пирен	0.000013	0.000055	0.0000001	0.0000002	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0015	0.0018	
2754	Углеводороды	3.6	15	0.0350	0.0441	
	ИТОГО			**0.2171**	**0.2737**	

ИЗА	**713**	**Генератор каротажной станции**				
ИВ	001	ASEP Safe Area Skid -40C (8866)				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	175	1000-3000	53	18.815	355	10

Расчетные вспомогательные параметры		
Расчетная группа СДУ		Б

Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.3029
Коэффициент использования, k						1
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.6	40	0.4667	0.7526	
301	Азота диоксид			0.3734	0.6021	
304	Азота оксид			0.0607	0.0978	
328	Сажа	0.5	2	0.0243	0.0376	
330	Серы диоксид	1.2	5	0.0583	0.0941	
337	Углерода оксид	6.2	26	0.3014	0.4892	
703	Бенз(а)пирен	0.000012	0.000055	0.0000006	0.000001	
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0058	0.0094	
2754	Углеводороды	2.9	12	0.1410	0.2258	
	ИТОГО			**0.9649**	**1.5560**	

ИЗА	**714**	**Генераторы гидравлических силовых установок**				
ИВ	001-009					
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
9	67	1200	14.07	13.676	108	24
Примечание: характеристика дана для одной единицы оборудования						
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						А
Количество одновременно работающих					шт.	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.21
Коэффициент использования, k						9
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.3	43	0.1917	0.5881	
301	Азота диоксид			0.1534	0.4705	
304	Азота оксид			0.0249	0.0764	
328	Сажа	0.7	3	0.0130	0.0410	
330	Серы диоксид	1.1	4.5	0.0205	0.0615	
337	Углерода оксид	7.2	30	0.1340	0.4103	
703	Бенз(а)пирен	0.000013	0.000055	0.0000002	0.0000008	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0028	0.0082	
2754	Углеводороды	3.6	15	0.0670	0.2051	
	ИТОГО			**0.4156**	**1.2731**	

ИЗА	**715**	**Дизельные установки цементного участка**				
ИВ	001, 002	Цементная мотопомпа (две установки на одной раме)				
	003	Порционный смеситель				
	004	Воздушный компрессор Atlas Copco				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
001, 002	533	2100	120.991	73.0786	604	
003	261	2200	58.986	35.3916	600	
004	90	1500-3000	20.25	2.43	30	
ИТОГО по источнику:						
8	533	1500-3000	120.991	226.66	840	2
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						Б
Количество одновременно работающих					шт	1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.227
Коэффициент использования, k						2.2302
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	

	Азота оксиды	9.6	40	1.4213	9.0664	
301	Азота диоксид			1.1370	7.2531	
304	Азота оксид			0.1848	1.1786	
328	Сажа	0.5	2	0.0740	0.4533	
330	Серы диоксид	1.2	5	0.1777	1.1333	
337	Углерода оксид	6.2	26	0.9179	5.8932	
703	Бенз(а)пирен	0.000012	0.000055	0.000002	0.00001	
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0178	0.1133	
2754	Углеводороды	2.9	12	0.4294	2.7199	
	ИТОГО			**2.9386**	**18.7448**	

ИЗА	**716**	**Пневмотранспорт барита**				
ИВ	001	Система разгрузки барита				
Расчет выполнен по методике [2].						
Разгрузка барита осуществляется системой пневмотранспорта.						
Номер ИВ	Наименование ИВ	Наименование ЗВ		Кол., т	Время разгрузки, ч	Уд. выброс, кг/т
001	Система разгрузки барита	Барий сульфат		9000	1200	0.8
Система оборудована двухступенчатой пылеулавливающей установкой, к.п.д. не менее 90 %.						
КОД ЗВ	Наименование ЗВ	Выделение ЗВ		Выбросы с учетом очистки 90%		
		г/с	т/год	г/с	т/год	
108	Барий сульфат	1.6666667	7.2	0.1667	0.7200	

ИЗА	**717**	**Пневмотранспорт цемента**				
ИВ	001	Система разгрузки цемента				
Расчет выполнен по методике [2].						
Разгрузка барита осуществляется системой пневмотранспорта.						
Номер ИВ	Наимен. ИВ	Наименование ЗВ		Кол., т	Время разгрузки, ч	Уд. выброс, кг/т
001	Система разгрузки цемента	Пыль неорганическая, SiO2		9000	1200	0.8
Система оборудована двухступенчатой пылеулавливающей установкой, к.п.д. не менее 90 %.						
КОД ЗВ	Наименование ЗВ	Выделение ЗВ		Выбросы ЗВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	
2908	Пыль неорганическая, SiO2	1.6666667	7.200	0.1667	0.7200	

ИЗА	**718**	**Расходный резервуар дизтоплива**						
ИВ	001	Резервуар цементного участка						
Расчет выполнен по методике [3].								
Исходные данные и расчет эмиссий, г/с								
Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конструкция	Наимен. вещества	Максимальные выбросы: $M_{м.р.} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с
001	Резервуар цементного участка	1	Гориз.	Пары дизтоплива	3.92	1	10	0.01088889
Исходные данные и расчет эмиссий, т/год								
Номер ИВ	Наимен. вещества	Годовые выбросы: $M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_p$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/год	$G_{хр}$	$K_{нп}$	N_p	$M_{год}$, т/год
001	Пары дизтоплива	2.36	3.15	676.4358712	0.27	0.0029	1	0.0026
Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах дизтоплива								
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содержание	Выбросы, всего					
			г/с		т/год			
	Пары дитоплива		0.0109		0.0026			
	В том числе:							
333	Сероводород	0.28%	0.00003		0.000007			
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	99.72%	0.0109		0.0026			

ИЗА	**719**	**Завершение скважин. Мотопомпы высокой мощности**				
ИВ	001, 002, 003.	Насосный блок SPS 343				
	004	Насосный блок SPS 343				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
001, 002, 003	1618	2100	278.40	44.85	132	24
004	1618	1500	400.20	60.72	132	24
ИТОГО по источнику:						

4	1618	2100	400.20	195.27	528	24
Прошел капитальный ремонт						
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						Г
Количество одновременно работающих						1
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.2473
Коэффициент использования, k						0.9241
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.3	43	4.6293	8.3967	
301	Азота диоксид			3.7034	6.7174	
304	Азота оксид			0.6018	1.0916	
328	Сажа	0.75	3.15	0.3371	0.6151	
330	Серы диоксид	1.3	5.1	0.5843	0.9959	
337	Углерода оксид	8.6	36	3.8652	7.0298	
703	Бенз(а)пирен	0.000016	0.000069	0.000007	0.00001	
1325	Формальдегид	0.2	0.7	0.0899	0.1367	
2754	Углеводороды	4.5	18.8	2.0225	3.6711	
	ИТОГО			**11.2042**	**20.2576**	

ИЗА	**720**	**Завершение скважин. Мотопомпы средней мощности**
ИВ	001	Насосный блок MPS 341
	002, 003.	Насосный блок SUS 264
	004, 005, 006.	Насосный блок SUS 235

Расчет выполнен по методикам [1], [11].

Исходные данные

ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
001	450	1500	101.79	35.10	300	24
002, 003.	206	1500	48.72	13.32	220	24
004, 005, 006.	112	1500	26.10	10.50	350	24
ИТОГО по источнику:						
6	450	1500	101.79	93.24	1790	24

Расчетные вспомогательные параметры		
Расчетная группа СДУ		Б
Количество одновременно работающих генераторов	шт	1
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.2262
Коэффициент использования, k		0.5117

Расчет эмиссий

Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.1	38	1.1375	3.5431	
301	Азота диоксид			0.9100	2.8345	
304	Азота оксид			0.1479	0.4606	
328	Сажа	0.65	2.5	0.0813	0.2331	
330	Серы диоксид	1.3	5.1	0.1625	0.4755	
337	Углерода оксид	7.4	31	0.9250	2.8904	
703	Бенз(а)пирен	0.000015	0.000063	0.000002	0.00001	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0188	0.0559	
2754	Углеводороды	3.6	15	0.4500	1.3986	
	ИТОГО			**2.6955**	**8.3487**	

ИЗА	**721**	**Завершение скважин. Генераторы малой мощности**
ИВ	001	Генератор
	002-005	Воздушныt компрессорs Atlas Copco

Расчет выполнен по методикам [1], [11].

Исходные данные

ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
001	59	1500	13.05	9	600	
002-005	30	1800	39.15	63	350	
ИТОГО по источнику:						
5	59	1500-3000	39.15	72	950	24
Расчетные вспомогательные параметры						

Расчетная группа СДУ		А
Количество одновременно работающих генераторов	шт	1
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.6636
Коэффициент использования, k		1.9359

Расчет эмиссий

Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.8	41	0.1606	2.9520	
301	Азота диоксид			0.1285	2.3616	
304	Азота оксид			0.0209	0.3838	
328	Сажа	0.9	3.75	0.0148	0.2700	
330	Серы диоксид	1.2	4.6	0.0197	0.3312	
337	Углерода оксид	8.6	36	0.1409	2.5920	
703	Бенз(а)пирен	0.000016	0.000069	0.0000003	0.000005	
1325	Формальдегид	0.2	0.7	0.0033	0.0504	
2754	Углеводороды	4.5	18.8	0.0738	1.3536	
	ИТОГО			**0.4019**	**7.3426**	

ИЗА	**0722**	**Завершение скважин. Паровой котел**
ИВ	001	Завершение скважин. Паровой котел

Расчет выполнен по методике[2], [11].

Исходные данные

Кол. ИВ	Тепловая мощность, кВт	Тип топлива	Расход топлива В		Время работы	
		Дизельное	кг/ч	Вгод , т/год	ч/год	ч/сут
1	1319	0	138.84	27.77	200	24

Характеристика топлива			Параметры, зависящие от типа топки и топлива			
A^r, %	S^r, %	Q^r, МДж/кг	q_4, %	x (в долях)	K_{CO}, кг/ГДж	K_{NO2}, кг/ГДж
0.25	0.3	42.75	0	0.01	0.32	0.085

Коэффициенты, характеризующие мероприятия по снижению выбросов

β	η	η´	η´´			
0	0	0.02	0			

Расчет эмиссий

Код вещества	Наименование ЗВ	Расчетная формула	Выбросы ЗВ		
			Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	$П_{NOx} = 0,001 B Q^r K NO_2 (1 - \beta)$	0.1401	0.1009	
301	Азота диоксид	$П = 0.8 П_{NOx}$	0.1121	0.0807	
304	Азота оксид	$П = 0.13 П_{NOx}$	0.0182	0.0131	
328	Сажа	$П = B A^r x (1 - \eta)$	0.0964	0.0694	
330	Серы диоксид	$П = 0,02 B S^r (1 - \eta') (1 - \eta'')$	0.2268	0.1633	
337	Углерода оксид	$П = 0,001 B Q_i^r K_{CO} (1 - q_4/100)$	0.5276	0.3799	
	ИТОГО		**0.9811**	**0.7064**	

ИЗА	**723**	**Резервуары расходные**
ИВ	001-003	Резервуары дизтоплива

Расчет выполнен по методике [3].

Исходные данные и расчет эмиссий, г/с

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конст-рукция	Наимен. вещества	Максимальные выбросы: $M_{м.р.} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с
001-003	Резервуары дизтоплива	25	Вертик.	Пары дизтоп.	3.92	0.9	50	0.049

Исходные данные и расчет эмиссий, т/год

Номер ИВ	Наимен. вещества	Годовые выбросы: $M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_p$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/год	$G_{хр}$	$K_{нп}$	N_p	$M_{год}$, т/год
001-003	Пары дизтоп.	2.36	3.15	19673.52073	0.27	0.0029	3	0.0511295

Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах дизтоплива

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содержание	Выбросы, всего		
			г/с	т/год	
	Пары дитоплива		0.0490	0.0511	
	В том числе:				
333	Сероводород	0.28%	0.0001	0.0001	
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	99.72%	0.0489	0.0510	

ИЗА	**724**	**Резервуары хранения дизтоплива**
ИВ	001-016	Резервуары дизтоплива

Расчет выполнен по методике [3].

Исходные данные и расчет эмиссий, г/с								
Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конст-рукция	Наимен. вещества	Максимальные выбросы: $M_{м.р.} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с
001-016	Резервуары дизтоплива	60	Вертик.	Пары дизтоп.	3.92	0.9	119	0.11662

Исходные данные и расчет эмиссий, т/год								
Номер ИВ	Наимен. вещества	Годовые выбросы: $M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_p$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/год	$G_{хр}$	$K_{нп}$	N_p	$M_{год}$, т/год
001-016	Пары дизтоп.	2.36	3.15	20349.957	0.27	0.0029	16	0.0629857

Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах дизтоплива				
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содерж.	Выбросы, всего	
			г/с	т/год
	Пары дитоплива		0.1166	0.0630
	В том числе:			
333	Сероводород	0.28%	0.0003	0.0002
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	99.72%	0.1163	0.0628

ИЗА	**725**	**Резервуары базового масла**
ИВ	001-008	Резервуары базового масла

Расчет выполнен по методике [3].

Исходные данные и расчет эмиссий, г/с								
Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конструкция	Наимен. вещества	Максимальные выбросы: $M_{м.р.} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с
001-008	Резервуары базового масла	60	Вертик.	Масло минер.	0.39	0.9	115.033333	0.0112

Исходные данные и расчет эмиссий, т/год								
Номер ИВ	Наимен. вещества	Годовые выбросы: $M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_p$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/год	$G_{хр}$	$K_{нп}$	N_p	$M_{год}$, т/год
001-008	Масло минер.	0.25	0.25	8000	0.27	0.00027	8	0.0023832

Всего по источнику			
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/год
2735	Масло минеральное	0.0112	0.0024

ИЗА	**726**	**Резервуары базового БРМО**
ИВ	001-010	Резервуары вертикальные, 60 м3

Расчет выполнен по методике [3].

Исходные данные и расчет эмиссий, г/с								
Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конст-рукция	Наимен. вещества	Максимальные выбросы: $M_{м.р.} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с
001-010	Резервуары вертикальные, 60 м3	60	Вертик.	Масло минер.	0.39	0.9	115.033333	0.0112

Исходные данные и расчет эмиссий, т/год								
Номер ИВ	Наимен. вещества	Годовые выбросы: $M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_p$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/год	$G_{хр}$	$K_{нп}$	N_p	$M_{год}$, т/год
001-010	Масло минер.	0.25	0.25	8000	0.27	0.00027	10	0.002529

Всего по источнику			
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/год
2735	Масло минеральное	0.0112	0.0025

ИЗА	**727**	**Участок приготовления БРМО**
ИВ	001	Питы с буровым раствором

Расчет выполнен по методике [12].

Емкости (питы) накрытые металлическим покрытием пола верхнего уровня							
Номер ИВ	Наимен. ИВ	Удельные выбросы		Поверхность испарения: S, м^2	Продолж. работы, ч/год	Выделение масла	
		q, максим. г/(м^2*ч)	q, валов. г/(м^2*ч)			г/с	т/год
001	Питы с буровым раствором	15.603	3.158	180	8760	0.78015	4.9795344

Все оборудование укрыто на 95%.						
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Сепень укрытия	Коэффициент укрытия, k	Выбросы ЗВ		
				Макс., г/с	Валовые, т/год	
2735	Масло минеральное нефтяное	95%.	0.15	0.1170	0.7469	

ИЗА	728	Участок утилизации БРМО из бурового шлама
ИВ	001	Участок утилизации БРМО из бурового шлама

Расчет выполнен по удельным показателям, полученным на основе данных отчета ОАО "НИИ Атмосфера" [14]

Определение удельных показателей.

Исходные данные для расчета удельных показателей выбросов загрязняющих веществ от питов хранения буровых шламов, полученные на основе расчетов и измерений на площадке Кошанай Мангистауской области [14].

Название источника выделения	Площадь поверхности	Время работы, сут	Ед. изм	Загрязняющие вещества			
				H_2S	C_6 - C_{10}	C_{12} - C_{19}	Меркаптаны
Пит «сырых» несолевых шламов	565.17	7	г/с	0.0014081	1.093672	0.048728	0.00004
			т/пер.	0.00012	0.19504	0.007293	0.000003
Пит «сырых» солевых шламов	565.17	3	г/с	0.000092	0.284167	0.005827	0.000073
			т/пер.	0.000003	0.019946	0.000252	0.000019

Удельные показатели, полученные на основании вышеприведенных данных:

Источник выделения	Удельные выбросы на 1 м^2					
	Обозначение	Ед. изм	Количество выбросов			
			Сероводород (H_2S)	Углеводороды	Углеводороды C_{12}-C_{19}	Меркаптаны
Емкости неочищенных несолевых шламов	q_1	г/с	2.491E-06	0.00193512	8.6218E-05	7.07752E-08
	q_2	т/ч	1.3E-09	2.1E-06	7.7E-08	3.2E-11
Емкости неочищенных солевых шламов	q_1	г/с	1.628E-07	0.0005028	1.031E-05	1.29165E-07
	q_2	т/ч	7.4E-11	4.9E-07	6.2E-09	4.7E-10
Удельные показатели, принимаемые к расчету						
Оборудование, перерабатывающее буровой шлам	**q_1**	**г/с**	**2.5E-06**	**0.00194**	**8.6E-05**	**7.1E-08**
	q_2	**т/ч**	**1.3E-09**	**2.1E-06**	**7.7E-08**	**3.2E-11**

Примечание: *т.к. бурение ведется в нижних интервалах, то шлам будет несолевой*

Расчет выбросов в атмосферу

Исходные данные

Наимен. ИВ	Продолж. работы, ч/год	Поверхность испарения (S), м^2	Поверхность укрытия	Коэффиц. укрытия
Участок утилизации БРМО из бурового шлама	8760	260	70%.	0.50

Расчет выбросов

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		г/(с*м^2)	т/(ч*м^2)	Макс., г/с	Валовые, т/год	
333	Сероводород	2.5E-06	1.3E-09	0.00032	1.4E-03	
416	Углеводороды C_6 - C_{10}	0.00194	2.1E-06	0.2516	2.3393	
1716	Меркаптаны	7.1E-08	3.2E-11	9.2E-06	3.6E-05	
2754	Углеводороды C_{12} - C_{19}	8.6E-05	7.7E-08	0.0112	0.0875	

ИЗА	729	Системы перекачки базового масла и БРМО
ИВ	001-022	Система перекачки базового масла
	023-209	Системы перекачки бурового раствора и бурового шлама

Расчет выполнен по методикам [3], [5].

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Наимен. ЗВ	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	доля	Выбросы в атмосферу	
				ч/год	кг/ч		г/с	т/год
001-022	Система перекачки базового масла							
	Насосы	Масло	2	100	0.03	-	0.0083	0.0060
	Арматура	Масло	4	8760	0.006588	0.07	0.0005	0.0162
	Фланцы	Масло	16	8760	0.000288	0.02	0.00003	0.0008
	ИТОГО:						0.0089	0.0230
023-209	Системы перекачки бурового раствора и бурового шлама							
	Насосы	Масло	17	5000	0.03	-	0.0708	0.4920
	Арматура	Масло	34	8760	0.006588	0.07	0.0044	0.1374
	Фланцы	Масло	136	8760	0.000288	0.02	0.0002	0.0069
	ИТОГО:						0.0754	0.6362

Примечание: максимальный выброс рассчитан с учетом коэффициента неодновременной работы насосов, k=0.5

Итого по ИЗА:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы в атмосферу	
		г/с	т/год
2735	Масло минеральное	0.0843	0.6592

ИЗА	730	Системы топливоподачи
ИВ	001-006	Насосы
	007-018	Арматура
	019-066	Фланцы

Расчет выполнен по методикам [3], [5].								
Номер ИВ	Наимен. ИВ	Наимен. ЗВ	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	доля	Выбросы в атмосферу	
				ч/год	кг/ч		г/с	т/год
001-006	Насосы	Пары дизтоплива	6	500	0.07	-	0.035	0.21
007-018	Арматура	Пары дизтоплива	12	8760	0.006588	0.07	0.0015372	0.04847714
019-066	Фланцы	Пары дизтоплива	48	8760	0.000288	0.02	0.0000768	0.00242196
ИТОГО:		Пары дизтоплива					0.036614	0.2608991
Примечание: Максимальный выброс рассчитан с учетом коэффициента неодновременной работы насосов, k=0.3								
Идентификация вредных веществ в парах дизтоплива								
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Содерж.	Выбросы, всего				
				г/с	т/год			
333	Сероводород		0.28%	0.0001	0.0007			
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}		99.72%	0.0365	0.2602			

ИЗА	**731**	**Завершение скважин. Резервуары соляной кислоты, 36.6%**	
ИВ	001-011	Резервуары емкостью 18 м^3	
Расчет выполнен по методике [2], с исползованием сведений Справочника химика [16] и расчетных формул НТД [17].			
Расчетные формулы:			
Максимальные выбросы, г/с			
$M = (0.445*P_{ti}*X_к*K_p^{max}*K_B*V_ч^{max})/[100*(X_к/m_к+X_в/m_в)*(273+t_ж^{max})]$, *г/сек*			
Валовые выбросы, т/год:			
$G =[0.16*(P_{ti}^{max}*K_B+P_{ti}^{min})*X_i*K_p^{ср}*K_{об}*B*(X_к/ρ_к+X_в/ρ_в)] / [(10^4*(X_к/m_к+X_в/m_в)*(546+t_ж^{max}+t_ж^{min})]$, *т/год*			
Расчет выбросов водного раствора соляной кислоты			
Обозначение	Наименование	Источник информации	Значение
P_t^{max}	давление насыщенных паров HCl над водным раствором при максимальной и минимальной температуре жидкости, мм.рт.ст.	[16], том 3, стр 337	188.00
P_t^{min}			78.00
$X_к$	массовая доля кислоты	технологические данные	0.15
$X_в$	массовая доля воды		0.85
$K_p^{ср}$	опытные коэффициенты	[2], приложение 8	0.7
K_p^{max}			0.1
$t_ж^{min}$	максимальная и минимальная температура жидкости в резервуаре соответственно, °С	технологические данные	15
$t_ж^{max}$			30
$m_к$	молекулярная масса кислоты	[2], приложение 6	36.46
$m_в$	молекулярная масса воды		18.0
$V_ч^{max}$	максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м^3/ч	технологические данные	10.0
K_B	опытный коэффициент	[2], приложения 9, 10	1.0
$K_{ОБ}$	коэффициент оборачиваемости		2.5
$ρ_к$	плотность хлористого водорода, т/м^3	[16], том 2, стр 243	0.001639
$ρ_в$	плотность воды, т/м^3	[16], том 2, стр 48	1.00
B	количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течение года, т/год	технологические данные	727.76
M	выбросы соляной кислоты в атмосферу	г/с	0.00081
G		т/год	0.2475336
Примечание: на площадке не производится закачка кислоты в резервуары, а только ее откачка из резервуаров на глубину скважины; поэтому в расчете учтено выделение паров кислоты при обратном дыхании, которое составляет 10 % от величины выбросов при закачке [17].			
ИТОГО выбросы по источнику			
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы в атмосферу	
		г/с	т/год
316	Водород хлористый	0.0008	0.2475

ИЗА	**0732**	**Завершение скважин. Резервуары соляной кислоты, 15%**	
ИВ	001-007	Резервуары емкостью 55 м^3	
Расчет выполнен по методике [2], с исползованием сведений Справочника химика [16] и расчетных формул НТД [17].			
Расчетные формулы:			
Максимальные выбросы, г/с			
$M = (0.445*P_{ti}*X_к*K_p^{max}*K_B*V_ч^{max})/[100*(X_к/m_к+X_в/m_в)*(273+t_ж^{max})]$, *г/сек*			
Валовые выбросы, т/год:			
$G =[0.16*(P_{ti}^{max}*K_B+P_{ti}^{min})*X_i*K_p^{ср}*K_{об}*B*(X_к/ρ_к+X_в/ρ_в)] / [(10^4*(X_к/m_к+X_в/m_в)*(546+t_ж^{max}+t_ж^{min})]$, *т/год*			
Расчет выбросов водного раствора соляной кислоты			
Обозначение	Наименование	Источник информации	Значение

P_t^{max}	давление насыщенных паров HCl над водным раствором при максимальной и минимальной температуре жидкости, мм.рт.ст.	[16], том 3, стр 337	0.1060
P_t^{min}			0.0265
$X_к$	массовая доля кислоты	технологические данные	0.150
$X_в$	массовая доля воды		0.850
$K_p^{ср}$	опытные коэффициенты	[2], приложение 8	0.1
K_p^{max}			0.1
$t_ж^{min}$	максимальная и минимальная температура жидкости в резервуаре соответственно, °С	технологические данные	15
$t_ж^{max}$			30
$m_к$	молекулярная масса кислоты	[2], приложение 6	36.46
$m_в$	молекулярная масса воды		18.0
$V_ч^{max}$	максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м^3/ч	технологические данные	10.0
$K_В$	опытный коэффициент	[2], приложения 9, 10	1.0
$K_{ОБ}$	коэффициент оборачиваемости		2.5
$ρ_к$	плотность хлористого водорода, т/м^3	[16], том 2, стр 243	0.001639
$ρ_в$	плотность воды, т/м^3	[16], том 2, стр 48	1.00
B	количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течение года, т/год	технологические данные	1797.40
M	выбросы соляной кислоты в атмосферу	г/с	0.0000045
G		т/год	0.000435
Примечание: режим эксплуатации резервукаров - "буферная емкость"			

ИТОГО выбросы по источнику			
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы в атмосферу	
		г/с	т/год
316	Водород хлористый	0.000005	0.0004

ИЗА	**733**	**Гидротест. Мотокомпрессоры средней мощности**				
ИВ	001-002	Ingersol Rand XHP 1170				
	003	Ingersol Rand XHP 1070				
	004-007	Sullair 1150/1350XHDLOF-CA3				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Количество	Мощность $P_э$, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
2	403	≥1500	72.54	317.73	4380	24
1	354	≥1500	63.72	279.09	4380	24
4	470	≥1500	84.60	370.55	4380	24
Примечание: Характеристика представлена для одной единицы оборудования						
ИТОГО по источнику выбросов						
7	470	≥1500	84.60	2396.74	4380	24

Расчетные вспомогательные параметры		
Расчетная группа СДУ		Б
Количество одновременно работающих компрессоров	шт	2
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.18
Коэффициент использования, k		1

Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		e_i, г/(кВт*ч)	q_i, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.6	40	2.5067	191.7389	
301	Азота диоксид			2.0054	153.3911	
304	Азота оксид			0.3259	24.9261	
328	Сажа	0.5	2	0.1306	9.5869	
330	Серы диоксид	1.2	5	0.3133	23.9674	
337	Углерода оксид	6.2	26	1.6189	124.6303	
703	Бенз(а)пирен	0.000012	0.000055	0.000003	0.00026	
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0313	2.3967	
2754	Углеводороды	2.9	12	0.7572	57.5217	
	ИТОГО			**5.1826**	**396.4204**	

ИЗА	**734**	**Гидротест. Мотокомпрессор малой мощности**
ИВ	001	Ingersol Rand 185 cfm
Расчет выполнен по методикам [1], [11].		
Исходные данные		

Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	36	≥1500	7.56	33.11	4380	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						А
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.21
Коэффициент использования, k						1
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.3	43	0.1030	1.4239	
301	Азота диоксид			0.0824	1.1391	
304	Азота оксид			0.0134	0.1851	
328	Сажа	0.7	3	0.0070	0.0993	
330	Серы диоксид	1.1	4.5	0.0110	0.1490	
337	Углерода оксид	7.2	30	0.0720	0.9934	
703	Бенз(а)пирен	0.000013	0.000055	0.0000001	0.000002	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0015	0.0199	
2754	Углеводороды	3.6	15	0.0360	0.4967	
	ИТОГО			**0.2233**	**3.0825**	

ИЗА	**735**	**Гидротест. Генератор**
ИВ	001	Stamford
Расчет выполнен по методикам [1], [11].		

Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	250	≥1500	45.00	197.10	4380	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						Б
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.18
Коэффициент использования, k						1
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.6	40	0.6667	7.8840	
301	Азота диоксид			0.5334	6.3072	
304	Азота оксид			0.0867	1.0249	
328	Сажа	0.5	2	0.0347	0.3942	
330	Серы диоксид	1.2	5	0.0833	0.9855	
337	Углерода оксид	6.2	26	0.4306	5.1246	
703	Бенз(а)пирен	0.000012	0.000055	0.0000008	0.000011	
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0083	0.0986	
2754	Углеводороды	2.9	12	0.2014	2.3652	
	ИТОГО			**1.3784**	**16.3002**	

ИЗА	**736**	**Гидротест. Генератор**
ИВ	001	Denyo DCA-25 SPT
Расчет выполнен по методикам [1], [11].		

Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
1	20	≥1500	4.20	4.20	1000	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						А
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.21
Коэффициент использования, k						1
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.3	43	0.0572	0.1806	
301	Азота диоксид			0.0458	0.1445	
304	Азота оксид			0.0074	0.0235	

328	Сажа	0.7	3	0.0039	0.0126	
330	Серы диоксид	1.1	4.5	0.0061	0.0189	
337	Углерода оксид	7.2	30	0.0400	0.1260	
703	Бенз(а)пирен	0.000013	0.000055	0.00000007	0.0000002	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0008	0.0025	
2754	Углеводороды	3.6	15	0.0200	0.0630	
	ИТОГО			**0.1240**	**0.3910**	

ИЗА	**737**	**Гидротест. Мотопомпа (преобразователь жидкого азота)**				
ИВ	001-002	Prior Diesel 180k Nitrogen Converter				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
2	660	≥1500	118.80	712.80	3000	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						Б
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.18
Коэффициент использования, k						1
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	9.6	40	1.7600	28.5120	
301	Азота диоксид			1.4080	22.8096	
304	Азота оксид			0.2288	3.7066	
328	Сажа	0.5	2	0.0917	1.4256	
330	Серы диоксид	1.2	5	0.2200	3.5640	
337	Углерода оксид	6.2	26	1.1367	18.5328	
703	Бенз(а)пирен	0.000012	0.000055	0.000002	0.00004	
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0220	0.3564	
2754	Углеводороды	2.9	12	0.5317	8.5536	
	ИТОГО			**3.6389**	**58.9486**	

ИЗА	**738**	**Гидротест. Мотопомпа**				
ИВ	001-004	Oasis pump OP150-70				
Расчет выполнен по методикам [1], [11].						
Исходные данные						
Кол.	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/сут
4	30	≥1501	5.44	21.74	1000	24
Расчетные вспомогательные параметры						
Расчетная группа СДУ						А
Количество одновременно работающих						2
Средний удельный расход топлива bэ					кг/кВт.ч	0.18
Коэффициент использования, k						1
Расчет эмиссий						
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год	
	Азота оксиды	10.3	43	0.1728	0.9350	
301	Азота диоксид			0.1382	0.7480	
304	Азота оксид			0.0225	0.1215	
328	Сажа	0.7	3	0.0117	0.0652	
330	Серы диоксид	1.1	4.5	0.0185	0.0978	
337	Углерода оксид	7.2	30	0.1208	0.6523	
703	Бенз(а)пирен	0.000013	0.000055	0.0000002	0.000001	
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0025	0.0130	
2754	Углеводороды	3.6	15	0.0604	0.3262	
	ИТОГО			**0.3746**	**2.0242**	

ИЗА	**739**	**Ремонтная мастерская**
ИВ	001-003	Шлифовальные станки
	004, 005	Шлифовальные станки
	006-007	Заточные станки
	008-010	Сверлильные станки
	011	Токраный станок

Расчет выполнен по методике [4].									
Наименование оборудования	Коли-чество	Продолжит. работы		Код ЗВ	Наименование ЗВ	Уд. показатель		Выбросы ЗВ	
		ч/сут	ч/год			q	ед. изм.	г/с	т/год
Шлифовальные станки	1	2.1918	800	2902	Взвеш. вещества	0.026	г/с	0.0052	0.0150
Д=300 мм				2908	Пыль неорг., SiO_2: 20-70%	0.017	г/с	0.0034	0.0098
Шлифовальные станки	1	2.1918	800	2902	Взвеш. вещества	0.012	г/с	0.0024	0.0069
Д=200 мм				2908	Пыль неорг., SiO_2: 20-70%	0.008	г/с	0.0016	0.0046
Шлифовальные станки	1	2.1918	800	2902	Взвеш. вещества	0.008	г/с	0.0016	0.0046
Д=150 мм				2908	Пыль неорг., SiO2: 20-70%	0.006	г/с	0.0012	0.0035
Заточные станки	3	1.3699	500	2902	Взвеш. вещества	0.021	г/с	0.0042	0.0227
Д=300 мм				2908	Пыль неорг., SiO_2: 20-70%	0.013	г/с	0.0026	0.0140
Сверлильные станки	2	1	400	2868	Эмульсол	5.0E-07	г/с на 1 кВт	7.4E-07	0.000002
1.47 кВт									
Токраный станок	1	1	200	2868	Эмульсол	5.0E-07	г/с на 1 кВт	3.8E-06	0.000003
7.50 кВт									
Отрезной	1	1	200	2688	Эмульсол	5.0E-07	г/с на 1 кВт	6.6E-07	0.0000005
1.32 кВт				2902	Взвеш. вещества	0.203	г/с	0.0406	0.0292
Коэффициент гравитационного оседания:					k =	0.2			
ВСЕГО:	**10**	**5**	**3000**	**2868**	**Эмульсол**			**5.1E-06**	**0.000005**
				2902	**Взвеш. вещества**			**0.0540**	**0.0492**
				2908	**Пыль неорг., SiO_2: 20-70%**			**0.0088**	**0.0319**

ИЗА	**740**	**Резервуары сточных вод**						
ИВ	001-005	Резервуары вертикальные, 60 м3						
Расчет выполнен по методике [3].								
Исходные данные и расчет эмиссий, г/с								
Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конст-рукция	Наимен. вещества	Максимальные выбросы: $M_{м.р.} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, **г/с**
001-005	Резервуары вертикальные, 60 м3	60	Вертик.	Масло минер.	0.39	0.9	77.33333	0.0075
Исходные данные и расчет эмиссий, т/год								
Номер ИВ	Наимен. вещества	Годовые выбросы: $M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_р$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/год	$G_{хр}$	$K_{нп}$	$N_р$	$M_{год}$, т/год
001-005	Масло минер.	0.25	0.25	8000.00	0.27	0.00027	5	0.0021645
Всего по источнику								
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего						
		г/с		т/год				
2735	Масло минеральное	0.0075		0.0022				

ИЗА	**6701**	**Участок временного хранения БШМО в скипах**					
ИВ	001	Участок временного хранения БШМО в скипах					
Расчет выполнен по удельным показателям, полученным на основе данных отчета ОАО "НИИ Атмосфера" [14]							
Определение удельных показателей.							
Исходные данные для расчета удельных показателей выбросов загрязняющих веществ от питов хранения буровых шламов, полученные на основе расчетов и измерений на площадке Кошанай Мангистауской области [14].							
Название источника выделения	Площадь поверхности	Время работы, сут	Ед. изм	Загрязняющие вещества			
				H_2S	C_6 - C_{10}	C_{12} - C_{19}	Меркаптаны
Пит «сырых» несолевых шламов	565.17	7	г/с	0.0014081	1.093672	0.048728	0.00004
			т/пер.	0.00012	0.19504	0.007293	0.000003
Пит «сырых» солевых шламов	565.17	3	г/с	0.000092	0.284167	0.005827	0.000073
			т/пер.	0.000003	0.019946	0.000252	0.000019
Удельные показатели, полученные на основании вышеприведенных данных:							
Источник выделения	Удельные выбросы на 1 м^2						
	Обозначение	Ед. изм	Количество выбросов				
			Сероводород (H_2S)	Углеводороды	Углеводороды C_{12}-C_{19}	Меркаптаны	

Емкости неочищенных несолевых шламов	q_1	г/с	2.491E-06	0.00193512	8.6218E-05	7.07752E-08
	q_2	т/ч	1.3E-09	2.1E-06	7.7E-08	3.2E-11
Емкости неочищенных солевых шламов	q_1	г/с	1.628E-07	0.0005028	1.031E-05	1.29165E-07
	q_2	т/ч	7.4E-11	4.9E-07	6.2E-09	4.7E-10
Удельные показатели, принимаемые к расчету						
Емкости буровых шламов	**q_1**	**г/с**	**2.5E-06**	**0.00194**	**8.6E-05**	**7.1E-08**
	q_2	**т/ч**	**1.3E-09**	**2.1E-06**	**7.7E-08**	**3.2E-11**
Примечание: *т.к. бурение ведется в нижних интервалах, то шлам будет несолевой*						

Расчет выбросов в атмосферу

Исходные данные

Наимен. ИВ	Продолж. работы, ч/год	Поверхность испарения (S), м^2	Поверхность укрытия	Коэффиц. укрытия
Участок временного хранения БШМО в скипах	4320	100	100%.	0.10

Расчет выбросов

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ		
		г/(с*м^2)	т/(ч*м^2)	Макс., г/с	Валовые, т/год	
333	Сероводород	2.5E-06	1.3E-09	0.000025	5.5E-05	
416	Углеводороды C_6 - C_{10}	0.00194	2.1E-06	0.0194	0.0887	
1716	Меркаптаны	7.1E-08	3.2E-11	7.1E-07	1.4E-06	
2754	Углеводороды C_{12} - C_{19}	8.6E-05	7.7E-08	0.00086	0.0033	

ИЗА	**6702**	**Участок временного хранения нефтезагрязненной воды в скипах**
ИВ	1	Скипы

Расчет выполнен по методике [12], с учетом результатов анализа абразцов нефтезагрязненной воды [13]

Содержание углеводородов в воде незначительно. В связи с этим удельные выбросы приняты по показателям пруда-отстойника.

Исходные данные и расчет эмиссий

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Удельные выбросы		Поверхность испарения: S, м^2	Продолж. работы, ч/год	Выделение углеводородов	
		q, максим. г/(м^2*ч)	q, валов. г/(м^2*ч)			г/с	т/год
1	Скипы	2.519	0.236	40	4320	0.02798889	0.0407808

Скипы закрыты плотными крышками

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содержание ЗВ, %	Степень укрытия	Коэффициент укрытия, k	Выбросы ЗВ	
					Макс., г/с	Валовые, т/год
	Углеводороды	100	100%.	0.1	0.0028	0.0041
В том числе:						
333	Сероводород	0.00011			3.1E-09	4.5E-09
1716	Меркаптаны	0.0000021			5.9E-11	8.6E-11
2704	Углеводороды	53.61			0.0015	0.0022
2735	Масло минеральное	46.39			0.0013	0.0019

ИЗА	**6703**	**Сварочный пост**
ИВ	001-002	Сварка электродами МР-3
	003-005	Наплавка (АКМО-8-1-3)
	006	Газовая резка металла

Расчет выполнен по методике [6].

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Кол. постов	Расход электродов		Время работы		Наимен. ЗВ	Уд. выбросы	Выбросы ЗВ	
			кг/ч	кг/год	ч/сут	*ч/год*		г/кг	г/с	т/год
001-002	Сварка электродами МР-3	2	0.5	200	0.5479	200	Железа оксид	9.77	0.00136	0.001954
							Марганца оксид	1.73	0.00024	0.000346
							Фтористый водород	0.4	0.00006	0.00008

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Кол. постов	Расход проволоки		Время работы		Наимен. ЗВ	Уд. выбросы	Выбросы ЗВ	
			кг/ч	кг/год	ч/сут	*ч/год*		г/кг	г/с	т/год
003-005	Наплавка (АКМО-8-1-3)	2	0.5	750	2.7397	1000	Железа оксид	22	0.0061	0.022
							Азота диоксид	15.8	0.0044	0.0158
							Озон	0.03	0.0000083	0.000030

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Кол. постов	Толщина разрезаем. металла	Время работы		Наимен. ЗВ	Уд. выбросы	Выбросы ЗВ	
				ч/сут	*ч/год*		г/ч	г/с	т/год
006	Газовая резка металла	1	10 мм	1.6438	600	Железа оксид	129.1	0.0359	0.07746
						Марганца оксид	1.9	0.00053	0.00114
						Углерод оксид	63.4	0.0176	0.03804

						Азота диоксид	64.1	0.0178	0.03846

Итого по ИЗА:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы ЗВ		
		г/с	т/год	
123	Железа оксид	0.0433	0.1014	
143	Марганца оксид	0.0008	0.0015	
301	Азота диоксид	0.0222	0.0543	
326	Озон	0.000008	0.00003	
337	Углерод оксид	0.0176	0.0380	
342	Фтористый водород	0.00006	0.00008	
	ВСЕГО:	**0.0839**	**0.1953**	

ИЗА	**6705**	**Пункт заправки спецтехники топливом**						
ИВ	001							
Расчет выполнен по методике [3].								
Номер ИВ	C_1, г/м^3	$C_б$, г/м3	$V_ч^{max}$, м^3/ч	Q, м^3/год	M, г/с	Расчет годовых выбросов, т/год		
						$G_{зак}$, т/год	$G_{пр}$, т/год	$G_{зак}+G_{пр}$
001	3.92	2.66	0.72	1087.9448	0.000784	0.0029	0.0544	0.0573

Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах дизтоплива

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содерж.	Выбросы, всего		
			г/с	т/год	
	Пары дитоплива		0.0008	0.0573	
	В том числе:				
333	Сероводород	0.28%	0.000002	0.0001604	
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	99.72%	0.00078	0.05713	

ИЗА	**6706**	**Участок покраски**
ИВ	01	- кистью, валиком

Расчет выполнен по формулам методики [9].

Расход и характеристика окрасочных материалов

Наименование ЛКМ	Расход ЛКМ		Доля летучей части	Наименование летучих компонентов	Содержание компонента в летучей части
	кг/ч	т/год			
Грунтовка ФЛ-086	0.8	0.6	0.46	Уайт-спирит	0.5
				Ксилол	0.5
Эмаль ПФ-115	0.8	0.96	0.45	Уайт-спирит	0.5
				Ксилол	0.5
Растворитель РС-2	1	0.3	1	Уайт-спирит	0.7
				Ксилол	0.3
Доля выбросов в период окраски			0.28	Способ окраски:	кистью, валиком
Доля выбросов в период сушки			0.72		
Продолжительность сушки, часов			20		

Расчет выбросов в атмосферу

Наименование ЛКМ	Выбросы в атмосферу							
	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы при окраске		Выбросы при сушке		ИТОГО	
			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
Грунтовка ФЛ-086	2752	Уайт-спирит	0.0143111	0.0386	0.0018	0.0994	0.0161	0.138
	616	Ксилол	0.0143111	0.0386	0.0018	0.0994	0.0161	0.138
Эмаль ПФ-115	2752	Уайт-спирит	0.014	0.0605	0.0018	0.1555	0.0158	0.216
	616	Ксилол	0.014	0.0605	0.0018	0.1555	0.0158	0.216
Растворитель РС-2	2752	Уайт-спирит					0.1944	0.21
	616	Ксилол					0.0833	0.09
ВСЕГО по участку окраски	**2752**	**Уайт-спирит**					**0.1944**	**0.564**
	616	**Ксилол**					**0.0833**	**0.444**

БТК. Варианты 1-3

№ ИЗА	*0001*	*Наименование источника загрязнения атмосферы*	*Факел высокого давления*
№ ИВ	*1*	*Наименование источника выделения*	*ФУ ВД. Постоянные и периодические сбросы многокомпонентной газовой смеси в факельную систему с установок и систем*

Расчеты выполнены согласно, "**Методики расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей**" утвержденной приказом Министра ООС РК **от 30.01.2007 г. №23-п**. **с изменениями**, внесенными приказом Министра ООС РК **от 02.04.2008 г. №79-р.**

Исходные данные:

Характеристики сжигаемой смеси:

Смесь газовая

Компонентный состав сжигаемого газа:		**x+y/4**	**Низшая теплота сгорания**	**Молекулярная масса**	**сценарий**	**1.5**
					ТГ по паспорту	
Наименование	**Формула**		**ккал/н.м^3**	**кг/кмоль**	**% об**	**% масс.**
Азот	N_2	-	-	28.0130	1.341669%	1.864056%
Диоксид углерода	CO_2	-	-	44.0097	0.005000%	0.010914%
Сероводород	H_2S	-	5580	34.0760	0.001315%	0.002223%
Метан	CH_4	2	8570	16.0429	78.994000%	62.853735%
Этан	C_2H_6	3.5	15370	30.0699	12.454000%	18.573552%
Пропан	C_3H_8	5	22260	44.0970	5.731000%	12.534112%
Изобутан	i-C_4H_{10}	6.5	29320	58.1200	0.742000%	2.138866%
н-Бутан	n-C_4H_{10}	6.5	29510	58.1200	0.663000%	1.911143%
2-Метилбутан	i-C_5H_{12}	8	37410	71.7600	0.011000%	0.039150%
н-Пентан	n-C_5H_{12}	8	37410	72.1500	0.006500%	0.023260%
н-Гексан	C_6H_{14}	9.5	41360	85.3600	0.001000%	0.004234%
Этилмеркаптан	C_2H_6S	-	12544	62.1338	0.002516%	0.007754%
Гелий	He	-	-	4.0026	0.026000%	0.005161%
Водород	H_2	-	2580	2.0159	0.001000%	0.000100%
Кислород	O_2	-	-	31.9988	0.020000%	0.031741%
Итого:		**49.0**		**641.9696**	**100%**	**100%**

Молярная масса углеводородной смеси m определяется по выражению **$m=0.01*(\sum_{i=1}^{N} m_i*[i]_o)$:**		m	**20.16** кг/кмоль
Плотность углеводородной смеси при нормальных условиях (0°С, 101.325 кПа) определяется по выражению **$\rho=m/22.4$**:		ρ	**0.90** кг/н.м^3
Плотность углеводородной смеси при стандартных условиях (20°С, 101.325 кПа):			**0.8387** кг/ст.м^3
Низшая теплота сгорания углеводородной смеси при нормальных условиях:		$Q_н^р$	**10380.27 ккал/н. м^3**
Массовое содержание серы в газе рассчитывается по формуле **$[S]m=Ms/22.4*(H_2S+C_2H_6S)/\rho$**:		[S]m	0.0061 % масс.
Объемное содержание кислорода в газе рассчитывается по формуле **$[O]_o=\sum_{i=1}^{N}([i]_o*A_o*x_i/M_O)$**:		$[O]_o$	0.0236 % об.
Подтип: Высотная установка			
Высота факельной установки от уровня земли:		$h_в$	70 м
Диаметр выходного сопла:		d	0.508 м
Температура углеводородной смеси:		T_o	69 °С
Количество сожженной смеси:	Объемный расход при нормальных условиях (0°С, 101.325 кПа):	B	14 931 429 н.м^3/год
	Объемный расход при стандартных условиях(20°С, 101.325 кПа):		16 024 800 ст.м^3/год
	Массовый расход:	G	13 440 т/год
Продолжительность работы факельной установки:		T	153 ч/год
Объемный расход газовой смеси, при нормальных условиях (0°С, 101.325 кПа):		$B_{сек}$	27.1570 н.м^3/сек
Объемный расход газовой смеси, при стандартных условиях (20°С, 101.325 кПа):			29.1456 ст.м^3/сек
Массовый расход углеводородной смеси рассчитывают по формуле **$G_{сек}=1000*B_{сек}*\rho$**:		$G_{сек}$	24444 г/сек

Проверка критерия бессажевого горения:

Сажа при горении **не образуется**, если соблюдается условие **$W_{ист}/W_{зв}>0.2$**

Определение горения: безсажевое, так как:	$Ma=W_{ист}/W_{зв}$	0.31126	>0.2
Показатель адиабаты для газовых смесей принимается равным:	K	1.3	
Скорость истечения сжигаемой смеси определяется по выражению **$W_{ист}=1.27*B_{сек}/d^2$**:	$W_{ист}$	133.6468	м/сек
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси определяется по выражению **$W_{зв}=91.5*[K*(T_o+273)/m]^{0,5}$**:	$W_{зв}$	429.3792	м/сек

Расчет максимально-разовых и валовых выбросов ЗВ:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Формула расчета мощности выброса i-го ЗВ, г/с	Удельные выбросы, УВ (г/г)	M_i, г/с	$П_i=0.0036*Т*M_i$, т/год
	Азота оксиды	$M_{NOx}=УВ*G_{сек}$	0.003	73.3333333	40.3199993
0301	Азота диоксид	$M_{NO2}=M_{NOx}*0.8$		58.6666666	32.2559994
0304	Азота оксид	$M_{NO}=M_{NOx}*0.13$		9.5333333	5.2415999
0328	Сажа	$M_C=УВ*G_{сек}$	0.002	0	0
0330	Диоксид серы	$M_{SO2}=0.02*[S]m*G_{сек}*n$	-	2.9740153	1.6351677
0333	Сероводород	$M_{H2S}=0.01*[H_2S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0.0008694	0.000478
0337	Углерод оксид	$M_{CO}=УВ*G_{сек}$	0.02	488.8888889	268.7999952
0410	Метан	$M_{CH4}=УВ*G_{сек}$	0.0005	12.2222222	6.7199999
1702	Бутилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[C_4H10_S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0	0
1715	Метилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[CH_4S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0	0
1720	Пропилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[C_5H_8S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0	0
1728	Этилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[C_2H_6S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0.0030326	0.0016674
Итого:				**572.2890283**	**314.6549075**
Полнота сгорания углеводородной смеси, установленная на основе экспериментальных исследований, составляет для газовых смесей:				n	0.9984
Расчет параметров выбросов газовоздушной смеси:					
Определение температуры выбрасываемой ГВС определяется по формуле $T_г=T_0+(Q_н^р*(1-e)*n)/(V_{пс}*C_{пс})$:				$T_г$	**1749.7**	**°C**
Доля энергии, теряемая за счет излучения $e=0.048*(m)^{0.5}$:				e	0.2155	
Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 н.м^3 углеводородной смеси определяется по формуле $V_{пс}=1+α*V_o$:				$V_{пс}$	12.3998	н.м^3/н.м^3
Коэффициент избытка воздуха принят равным 1:				α	1	
Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 н.м^3 углеводородной смеси определяется по формуле $V_o=0.0476*\{1.5*[H_2S]_o+Σ(x+y/4)*[C_xH_y]_o-[O_2]_o\}$:				V_o	11.3998	н.м^3/н.м^3
				$Σ(x+y/4)*[C_xH_y]_o$:	239.514%	% об.
Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси:				$C_{пс}'$	0.4	ккал/(н.м$^{3*°}$C)
Ориентировочное значение температуры горения определяется по формуле $T_г'=T_0+(Q_н^р*(1-e)*n)/(V_{пс}*C_{пс}')$:				$T_г'$	1707.6645	°C
Уточненная теплоемкость газовоздушной смеси (Приложение 4 таблица 1):				$C_{пс}$	0.39	ккал/(н.м$^{3*°}$C)
Ускорение свободного падения:				g	9.81	м/сек^2
Отношение стехиометрической длины факела к диаметру выходного сопла, устанавливается по номограмме Приложения 4 рис. 6				$L_{сх}/d$	141	
Плотность воздуха:				$ρ_{возд}$	1.29	кг/н.м^3
Определение расхода выбрасываемой ГВС определяется по формуле $V_1=B*V_{пс}*(273+T_г)/273$:				V_1	**2494.9798395**	**ф.м^3/сек**
Высота источника выброса вредных веществ над уровнем земли, для высотных установок определяется по формуле $H=L_ф+h_в$:				H	**145.9**	**м**
Длина факела для высотных установок:	при $W_{ист}/W_{зв}≤0.2$ определяется по формуле $L_ф=15*d$:			$L_ф$	7.6200	м
	при $W_{ист}/W_{зв}>0.2$ определяется по формуле $L_ф=1.74*d*A_r^{0,17}*(L_{сх}/d)^{0,59}$:			$L_ф$	75.8741019	м
Приведенный критерий Архимеда определяется по формуле $Ar=(3.3*W_{ист}^{2}*ρ)/(ρ_{возд}*g*d)$:				Ar	8252.90	
Диаметра факела определяется по формуле $D_ф=0.14*L_ф+0.49*d$:				$D_ф$	**10.871**	**м**
Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси определяется по формуле $W_o=4*V_1/π*D_ф^2$:				W_o	**26.89**	**м/сек**

№ ИЗА	***0001***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Факел высокого давления***
№ ИВ	***2***	***Наименование источника выделения***	***ФУ ВД. Постоянные и периодические сбросы многокомпонентной газовой смеси в факельную систему с установок и систем***

Расчеты выполнены согласно, "**Методики расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей**" утвержденной приказом Министра ООС РК **от 30.01.2007 г. №23-п**. **с изменениями**, внесенными приказом Министра ООС РК **от 02.04.2008 г. №79-р.**

Исходные данные:

Характеристики сжигаемой смеси:

Смесь газовая

Компонентный состав сжигаемого газа:		x+y/4	Низшая теплота сгорания	Молекулярная масса	сценарий	1.5
					Газовая смесь	
Наименование	**Формула**		**ккал/н.м^3**	**кг/кмоль**	**% об**	**% масс.**
Азот	N_2	-	-	28.0130	1.000000%	0.806709%
Диоксид углерода	CO_2	-	-	44.0097	0.000000%	0.000000%
Сероводород	H_2S	-	5580	34.0760	0.000000%	0.000000%
Метан	CH_4	2	8570	16.0429	23.000000%	10.625957%
Этан	C_2H_6	3.5	15370	30.0699	29.000000%	25.112349%

Пропан	C_3H_8	5	22260	44.0970	33.000000%	41.906399%
Изобутан	i-C_4H_{10}	6.5	29320	58.1200	3.000000%	5.021162%
н-Бутан	n-C_4H_{10}	6.5	29510	58.1200	5.000000%	8.368603%
2-Метилбутан	i-C_5H_{12}	8	37410	71.7600	1.000000%	2.066521%
н-Пентан	n-C_5H_{12}	8	37410	72.1500	1.000000%	2.077752%
н-Гексан	C_6H_{14}	9.5	41360	85.3600	1.000000%	2.458169%
Этилмеркаптан	C_2H_6S	-	12544	62.1338	0.000000%	0.000000%
Гелий	He	-	-	4.0026	0.000000%	0.000000%
Водород	H_2	-	2580	2.0159	0.000000%	0.000000%
Кислород	O_2	-	-	31.9988	0.000000%	0.000000%
Вода	H_2O	-	-	18.0151	3.000000%	1.556379%
Итого:		**49.0**		**659.9847**	**100%**	**100%**

Молярная масса углеводородной смеси m определяется по выражению **$m=0.01*(_{i=1}\Sigma^N m_i*[i]_o)$:**	m	**34.73**	кг/кмоль
Плотность углеводородной смеси при нормальных условиях (0°С, 101.325 кПа) определяется по выражению **$\rho=m/22.4$**:	ρ	**1.55**	кг/н.м^3
Плотность углеводородной смеси при стандартных условиях (20°С, 101.325 кПа):		**1.4445**	кг/ст.м^3
Низшая теплота сгорания углеводородной смеси при нормальных условиях:	$Q_н^р$	**17291.10**	**ккал/н. м^3**
Массовое содержание серы в газе рассчитывается по формуле **$[S]m=Ms/22.4*(H_2S+C_2H_6S)/\rho$**:	[S]m	0.0000	% масс.
Объемное содержание кислорода в газе рассчитывается по формуле **$[O]_o=_{i=1}\Sigma^N([i]_o*A_O*x_i/M_O)$**:	$[O]_o$	0.0000	% об.

Подтип: Высотная установка				
Высота факельной установки от уровня земли:		$h_в$	70	м
Диаметр выходного сопла:		d	0.508	м
Температура углеводородной смеси:		T_o	-30	°С
Количество сожженной смеси:	Объемный расход при нормальных условиях (0°С, 101.325 кПа):	B	14 931 916	н.м^3/год
	Объемный расход при стандартных условиях(20°С, 101.325 кПа):		16 024 800	ст.м^3/год
	Массовый расход:	G	23 148	т/год
Продолжительность работы факельной установки:		Ƭ	263	ч/год
Объемный расход газовой смеси, при нормальных условиях (0°С, 101.325 кПа):		$B_{сек}$	15.7683	н.м^3/сек
Объемный расход газовой смеси, при стандартных условиях (20°С, 101.325 кПа):			16.9224	ст.м^3/сек
Массовый расход углеводородной смеси рассчитывают по формуле **$G_{сек}=1000*B_{сек}*\rho$**:		$G_{сек}$	24444	г/сек

Проверка критерия бессажевого горения:

Сажа при горении **не образуется**, если соблюдается условие **$W_{ист}/W_{зв}>0.2$**

Определение горения: безсажевое, так как:	$Ma=W_{ист}/W_{зв}$	0.28118	>0.2
Показатель адиабаты для газовых смесей принимается равным:	K	1.3	
Скорость истечения сжигаемой смеси определяется по выражению **$W_{ист}=1.27*B_{сек}/d^2$**:	$W_{ист}$	77.6000	м/сек
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси определяется по выражению **$W_{зв}=91.5*[K*(T_o+273)/m]^{0,5}$**:	$W_{зв}$	275.9781	м/сек

Расчет максимально-разовых и валовых выбросов ЗВ:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Формула расчета мощности выброса i-го ЗВ, г/с	Удельные выбросы, УВ (г/г)	M_i, г/с	$П_i=0.0036*Ƭ*M_i$, т/год
	Азота оксиды	$M_{NOx}=УВ*G_{сек}$	0.003	73.3333333	69.4434708
0301	Азота диоксид	$M_{NO2}=M_{NOx}*0.8$		58.6666666	55.5547766
0304	Азота оксид	$M_{NO}=M_{NOx}*0.13$		9.5333333	9.0276512
0328	Сажа	$M_C=УВ*G_{сек}$	0.002	0.0000000	0.0000000
0330	Диоксид серы	$M_{SO2}=0.02*[S]m*G_{сек}*n$	-	0.0000000	0.0000000
0333	Сероводород	$M_{H2S}=0.01*[H_2S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0.0000000	0.0000000
0337	Углерод оксид	$M_{CO}=УВ*G_{сек}$	0.02	488.8888889	462.9564720
0410	Метан	$M_{CH4}=УВ*G_{сек}$	0.0005	12.2222222	11.5739118
1702	Бутилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[C_4H10_S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0	0
1715	Метилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[CH_4S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0	0
1720	Пропилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[C_5H_8S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0	0
1728	Этилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[C_2H_6S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0.0000000	0.0000000
Итого:				**569.3111110**	**539.1128116**

Полнота сгорания углеводородной смеси, установленная на основе экспериментальных исследований, составляет для газовых смесей:	n	0.9984

Расчет параметров выбросов газовоздушной смеси:

Определение температуры выбрасываемой ГВС определяется по формуле **$T_г=T_0+(Q_н^р*(1-e)*n)/(V_{пс}*C_{пс})$**:	$T_г$	**1592.6**	**°С**
Доля энергии, теряемая за счет излучения **$e=0.048*(m)^{0,5}$**:	e	0.2829	

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 н.м^3 углеводородной смеси определяется по формуле **$V_{пс}=1+\alpha*V_o$**:		$V_{пс}$	19.5640	н.м^3/н.м^3
Коэффициент избытка воздуха принят равным 1:		α	1	
Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 н.м^3 углеводородной смеси определяется по формуле **$V_o=0.0476*\{1.5*[H_2S]_o+\Sigma(x+y/4)*[C_xH_y]_o-[O_2]_o\}$**:		V_o	18.5640	н.м^3/н.м^3
		$\Sigma(x+y/4)*[C_xH_y]_o$:	390.000%	% об.
Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси:		$C_{пс}'$	0.4	ккал/(н.м^3*°С)
Ориентировочное значение температуры горения определяется по формуле **$T_г'=T_0+(Q_н^р*(1-e)*n)/(V_{пс}*C_{пс}')$**:		$T_г'$	1552.0385	°С
Уточненная теплоемкость газовоздушной смеси (Приложение 4 таблица 1):		$C_{пс}$	0.39	ккал/(н.м^3*°С)
Ускорение свободного падения:		g	9.81	м/сек^2
Отношение стехиометрической длины факела к диаметру выходного сопла, устанавливается по номограмме Приложения 4 рис. 6		$L_{сх}/d$	181	
Плотность воздуха:		$\rho_{возд}$	1.29	кг/н.м^3
Определение расхода выбрасываемой ГВС определяется по формуле **$V_1=B*V_{пс}*(273+T_г)/273$**:		**V_1**	**2108.1382370**	**ф.м^3/сек**
Высота источника выброса вредных веществ над уровнем земли, для высотных установок определяется по формуле **$H=L_ф+h_в$**:		**H**	**150.1**	**м**
Длина факела для высотных установок:	при **$W_{ист}/W_{зв}\leq 0.2$** определяется по формуле **$L_ф=15*d$**:	$L_ф$	7.6200	м
	при **$W_{ист}/W_{зв}>0.2$** определяется по формуле **$L_ф=1.74*d*A_r^{0,17}*(L_{сх}/d)^{0,59}$**:	$L_ф$	80.1133587	м
Приведенный критерий Архимеда определяется по формуле **$Ar=(3.3*W_{ист}^2*\rho)/(\rho_{возд}*g*d)$**:		Ar	4791.92	
Диаметра факела определяется по формуле **$D_ф=0.14*L_ф+0.49*d$**:		**$D_ф$**	**11.465**	**м**
Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси определяется по формуле **$W_o=4*V_1/\pi*D_ф^2$**:		**W_o**	**20.43**	**м/сек**

№ ИЗА	***1***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Факел высокого давления***
№ ИВ	***001-002***	***Наименование источника выделения***	***ФУ ВД. Постоянные и периодические сбросы многокомпонентной газовой смеси в факельную систему с установок и систем***

Код ЗВ	**Наименование ЗВ**	**M_i, г/с**	**M_i, т/год**
0301	Азота диоксид	58.6666666	55.5547766
0304	Азота оксид	9.5333333	9.0276512
0328	Сажа	0	0
0330	Диоксид серы	2.9740153	1.6351677
0333	Сероводород	0.0008694	0.000478
0337	Углерод оксид	488.888889	462.956472
0410	Метан	12.2222222	11.5739118
1728	Этилмеркаптан	0.0030326	0.0016674
Итого:		**572.289028**	**540.750125**
Температура выбрасываемой газовоздушной смеси $T_г$, °С			1749.7
Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м^3/с			2494.97984
Высота источника выбросов Н, м			145.9
Диаметр факела, м			10.871

№ ИЗА	***0002***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Факел низкого давления***
№ ИВ	***1***	***Наименование источника выделения***	***ФУ ВД. Постоянные и периодические сбросы многокомпонентной газовой смеси в факельную систему с установок и систем***

Расчеты выполнены согласно, "**Методики расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей**" утвержденной приказом Министра ООС РК **от 30.01.2007 г. №23-п**. **с изменениями**, внесенными приказом Министра ООС РК **от 02.04.2008 г. №79-р.**

Исходные данные:

Характеристики сжигаемой смеси:

Смесь газовая

Компонентный состав сжигаемого газа:		**x+y/4**	**Низшая теплота сгорания**	**Молекулярная масса**	**сценарий**	**1.5**
					ТГ по паспорту	
Наименование	**Формула**		**ккал/н.м^3**	**кг/кмоль**	**% об**	**% масс.**
Азот	N_2	-	-	28.0130	1.341669%	1.864056%
Диоксид углерода	CO_2	-	-	44.0097	0.005000%	0.010914%
Сероводород	H_2S	-	5580	34.0760	0.001315%	0.002223%
Метан	CH_4	2	8570	16.0429	78.994000%	62.853735%
Этан	C_2H_6	3.5	15370	30.0699	12.454000%	18.573552%
Пропан	C_3H_8	5	22260	44.0970	5.731000%	12.534112%

Изобутан	i-C_4H_{10}	6.5	29320	58.1200	0.742000%	2.138866%
н-Бутан	n-C_4H_{10}	6.5	29510	58.1200	0.663000%	1.911143%
2-Метилбутан	i-C_5H_{12}	8	37410	71.7600	0.011000%	0.039150%
н-Пентан	n-C_5H_{12}	8	37410	72.1500	0.006500%	0.023260%
н-Гексан	C_6H_{14}	9.5	41360	85.3600	0.001000%	0.004234%
Этилмеркаптан	C_2H_6S	-	12544	62.1338	0.002516%	0.007754%
Гелий	He	-	-	4.0026	0.026000%	0.005161%
Водород	H_2	-	2580	2.0159	0.001000%	0.000100%
Кислород	O_2	-	-	31.9988	0.020000%	0.031741%
Итого:		**49.0**		**641.9696**	**100%**	**100%**

Молярная масса углеводородной смеси m определяется по выражению **$m=0.01*(_{i=1}\Sigma^N m_i*[i]_o)$:**	m	**20.16**	кг/кмоль
Плотность углеводородной смеси при нормальных условиях (0°С, 101.325 кПа) определяется по выражению **$\rho=m/22.4$**:	ρ	**0.90**	кг/н.м^3
Плотность углеводородной смеси при стандартных условиях (20°С, 101.325 кПа):		**0.8387**	кг/ст.м^3
Низшая теплота сгорания углеводородной смеси при нормальных условиях:	$Q_н^р$	**10380.27**	**ккал/н. м^3**
Массовое содержание серы в газе рассчитывается по формуле **$[S]m=Ms/22.4*(H_2S+C_2H_6S)/\rho$**:	[S]m	0.0061	% масс.
Объемное содержание кислорода в газе рассчитывается по формуле **$[O]_o=_{i=1}\Sigma^N([i]_o*A_O*x_i/M_O)$**:	$[O]_o$	0.0236	% об.

Подтип: Высотная установка				
Высота факельной установки от уровня земли:		$h_в$	70	м
Диаметр выходного сопла:		d	0.3048	
Температура углеводородной смеси:		T_o	69	°С
Количество сожженной смеси:	Объемный расход при нормальных условиях (0°С, 101.325 кПа):	B	14 931 429	н.м^3/год
	Объемный расход при стандартных условиях(20°С, 101.325 кПа):		16 024 800	ст.м^3/год
	Массовый расход:	G	13 440	т/год
Продолжительность работы факельной установки:		Ƭ	401	ч/год
Объемный расход газовой смеси, при нормальных условиях (0°С, 101.325 кПа):		$B_{сек}$	10.3382	н.м^3/сек
Объемный расход газовой смеси, при стандартных условиях (20°С, 101.325 кПа):			11.0952	ст.м^3/сек
Массовый расход углеводородной смеси рассчитывают по формуле **$G_{сек}=1000*B_{сек}*\rho$**:		$G_{сек}$	9306	г/сек

Проверка критерия бессажевого горения:

Сажа при горении **не образуется**, если соблюдается условие **$W_{ист}/W_{зв}>0.2$**

Определение горения: безсажевое, так как:	$Ma=W_{ист}/W_{зв}$	0.32914	>0.2
Показатель адиабаты для газовых смесей принимается равным:	K	1.3	
Скорость истечения сжигаемой смеси определяется по выражению **$W_{ист}=1.27*B_{сек}/d^2$**:	$W_{ист}$	141.3248	м/сек
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси определяется по выражению **$W_{зв}=91.5*[K*(T_o+273)/m]^{0.5}$**:	$W_{зв}$	429.3792	м/сек

Расчет максимально-разовых и валовых выбросов ЗВ:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Формула расчета мощности выброса i-го ЗВ, г/с	Удельные выбросы, УВ (г/г)	M_i, г/с	$П_i=0.0036*Ƭ*M_i$, т/год
	Азота оксиды	$M_{NOx}=УВ*G_{сек}$	0.003	27.9166667	40.3199993
0301	Азота диоксид	$M_{NO2}=M_{NOx}*0.8$		22.3333334	32.2559995
0304	Азота оксид	$M_{NO}=M_{NOx}*0.13$		3.6291667	5.2416000
0328	Сажа	$M_C=УВ*G_{сек}$	0.002	0.0000000	0.0000000
0330	Диоксид серы	$M_{SO2}=0.02*[S]m*G_{сек}*n$	-	1.1321536	1.6351677
0333	Сероводород	$M_{H2S}=0.01*[H_2S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0.0003310	0.0004781
0337	Углерод оксид	$M_{CO}=УВ*G_{сек}$	0.02	186.1111111	268.7999952
0410	Метан	$M_{CH4}=УВ*G_{сек}$	0.0005	4.6527778	6.7199999
1702	Бутилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[C_4H10_S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0	0
1715	Метилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[CH_4S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0	0
1720	Пропилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[C_5H_8S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0	0
1728	Этилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[C_2H_6S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0.0011544	0.0016673
Итого:				**217.8600280**	**314.6549077**

Полнота сгорания углеводородной смеси, установленная на основе экспериментальных исследований, составляет для газовых смесей:	n	0.9984	

Расчет параметров выбросов газовоздушной смеси:

Определение температуры выбрасываемой ГВС определяется по формуле **$T_г=T_0+(Q_н^р*(1-e)*n)/(V_{пс}*C_{пс})$**:	**$T_г$**	**1749.7**	**°С**
Доля энергии, теряемая за счет излучения **$e=0.048*(m)^{0.5}$**:	e	0.2155	
Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 н.м^3 углеводородной смеси определяется по формуле **$V_{пс}=1+\alpha*V_o$**:	$V_{пс}$	12.3998	н.м^3/н.м^3

Коэффициент избытка воздуха принят равным 1:	α	1	
Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 н.м^3 углеводородной смеси определяется по формуле **V_o=0.0476*{1.5*[H_2S]$_o$+Σ(x+y/4)*[C_xH_y]$_o$-[O_2]$_o$}**:	V_o	11.3998	н.м^3/н.м^3
	Σ(x+y/4)*[C_xH_y]$_o$:	239.514%	% об.
Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси:	$C_{пс}$'	0.4	ккал/(н.м^3*°C)
Ориентировочное значение температуры горения определяется по формуле **$T_г$'=T_0+($Q_н^р$*(1-e)*n)/($V_{пс}$*$C_{пс}$')**:	$T_г$'	1707.6645	°C
Уточненная теплоемкость газовоздушной смеси (Приложение 4 таблица 1):	$C_{пс}$	0.39	ккал/(н.м^3*°C)
Ускорение свободного падения:	g	9.81	м/сек^2
Отношение стехиометрической длины факела к диаметру выходного сопла, устанавливается по номограмме Приложения 4 рис. 6	$L_{сх}$/d	141	
Плотность воздуха:	$ρ_{возд}$	1.29	кг/н.м^3
Определение расхода выбрасываемой ГВС определяется по формуле **V_1=B*$V_{пс}$*(273+$T_г$)/273**:	**V_1**	**949.7934616**	**ф.м^3/сек**
Высота источника выброса вредных веществ над уровнем земли, для высотных установок определяется по формуле **H=$L_ф$+$h_в$**:	**H**	**120.6**	**м**
Длина факела для высотных установок: при **$W_{ист}$/$W_{зв}$≤0.2** определяется по формуле **$L_ф$=15*d**:	$L_ф$	4.5720	м
Длина факела для высотных установок: при **$W_{ист}$/$W_{зв}$>0.2** определяется по формуле **$L_ф$=1.74*d*$A_r^{0,17}$*($L_{сх}$/d)^{0,59}:**	$L_ф$	50.6066253	м
Приведенный критерий Архимеда определяется по формуле **Ar=(3.3*$W_{ист}^2$*ρ)/($ρ_{возд}$*g*d)**:	Ar	15380.65	
Диаметра факела определяется по формуле **$D_ф$=0.14*$L_ф$+0.49*d**:	**$D_ф$**	**7.234**	**м**
Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси определяется по формуле **W_o=4*V_1/π*$D_ф^2$:**	**W_o**	**23.12**	**м/сек**

№ ИЗА	***0002***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Факел низкого давления***
№ ИВ	***2***	***Наименование источника выделения***	***ФУ ВД. Постоянные и периодические сбросы многокомпонентной газовой смеси в факельную систему с установок и систем***

Расчеты выполнены согласно, "**Методики расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей**" утвержденной приказом Министра ООС РК **от 30.01.2007 г. №23-п**. **с изменениями**, внесенными приказом Министра ООС РК **от 02.04.2008 г. №79-р.**

Исходные данные:

Характеристики сжигаемой смеси:

Смесь газовая

Компонентный состав сжигаемого газа:		**x+y/4**	**Низшая теплота сгорания**	**Молекулярная масса**	**сценарий**	**1.5**
					Газовая смесь	
Наименование	**Формула**		**ккал/н.м^3**	**кг/кмоль**	**% об**	**% масс.**
Азот	N_2	-	-	28.0130	1.000000%	0.806709%
Диоксид углерода	CO_2	-	-	44.0097	0.000000%	0.000000%
Сероводород	H_2S	-	5580	34.0760	0.000000%	0.000000%
Метан	CH_4	2	8570	16.0429	23.000000%	10.625957%
Этан	C_2H_6	3.5	15370	30.0699	29.000000%	25.112349%
Пропан	C_3H_8	5	22260	44.0970	33.000000%	41.906399%
Изобутан	i-C_4H_{10}	6.5	29320	58.1200	3.000000%	5.021162%
н-Бутан	n-C_4H_{10}	6.5	29510	58.1200	5.000000%	8.368603%
2-Метилбутан	i-C_5H_{12}	8	37410	71.7600	1.000000%	2.066521%
н-Пентан	n-C_5H_{12}	8	37410	72.1500	1.000000%	2.077752%
н-Гексан	C_6H_{14}	9.5	41360	85.3600	1.000000%	2.458169%
Этилмеркаптан	C_2H_6S	-	12544	62.1338	0.000000%	0.000000%
Гелий	He	-	-	4.0026	0.000000%	0.000000%
Водород	H_2	-	2580	2.0159	0.000000%	0.000000%
Кислород	O_2	-	-	31.9988	0.000000%	0.000000%
Вода	H_2O	-	-	18.0151	3.000000%	1.556379%
Итого:		**49.0**		**659.9847**	**100%**	**100%**

Молярная масса углеводородной смеси m определяется по выражению **m=0.01*($_{i=1}Σ^N m_i$*[i]$_o$):**	m	**34.73**	кг/кмоль
Плотность углеводородной смеси при нормальных условиях (0°C, 101.325 кПа) определяется по выражению **ρ=m/22.4**:	ρ	**1.55**	кг/н.м^3
Плотность углеводородной смеси при стандартных условиях (20°C, 101.325 кПа):		**1.4445**	кг/ст.м^3
Низшая теплота сгорания углеводородной смеси при нормальных условиях:	$Q_н^р$	**17291.10**	**ккал/н. м^3**
Массовое содержание серы в газе рассчитывается по формуле **[S]m=Ms/22.4*(H_2S+C_2H_6S)/ρ**:	[S]m	0.0000	% масс.
Объемное содержание кислорода в газе рассчитывается по формуле **[O]$_o$=$_{i=1}Σ^N$([i]$_o$*A_O*x_i/M_O)**:	[O]$_o$	0.0000	% об.

Подтип: Высотная установка				
Высота факельной установки от уровня земли:		$h_в$	70	м
Диаметр выходного сопла:		d	0.3048	
Температура углеводородной смеси:		$T_о$	-30	°С
Количество сожженной смеси:	Объемный расход при нормальных условиях (0°С, 101.325 кПа):	B	14 931 916	н.м^3/год
	Объемный расход при стандартных условиях(20°С, 101.325 кПа):		16 024 800	ст.м^3/год
	Массовый расход:	G	23 148	т/год
Продолжительность работы факельной установки:		Ʈ	691	ч/год
Объемный расход газовой смеси, при нормальных условиях (0°С, 101.325 кПа):		$B_{сек}$	6.0027	н.м^3/сек
Объемный расход газовой смеси, при стандартных условиях (20°С, 101.325 кПа):			6.4421	ст.м^3/сек
Массовый расход углеводородной смеси рассчитывают по формуле **$G_{сек}=1000*B_{сек}*ρ$**:		$G_{сек}$	9306	г/сек
Проверка критерия бессажевого горения:				
Сажа при горении **не образуется**, если соблюдается условие **$W_{ист}/W_{зв}>0.2$**				
Определение горения: безсажевое, так как:		$Ma=W_{ист}/W_{зв}$	0.29734	>0.2
Показатель адиабаты для газовых смесей принимается равным:		K	1.3	
Скорость истечения сжигаемой смеси определяется по выражению **$W_{ист}=1.27*B_{сек}/d^2$**:		$W_{ист}$	82.0581	м/сек
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси определяется по выражению **$W_{зв}=91.5*[K*(T_о+273)/m]^{0.5}$**:		$W_{зв}$	275.9781	м/сек
Расчет максимально-разовых и валовых выбросов ЗВ:				
Код ЗВ	**Наименование ЗВ**	**Формула расчета мощности выброса i-го ЗВ, г/с**	**Удельные выбросы, УВ (г/г)**	**M_i, г/с**	**$П_i=0.0036*Ʈ*M_i$, т/год**
	Азота оксиды	$M_{NOx}=УВ*G_{сек}$	0.003	27.9166667	69.4434709
0301	Азота диоксид	$M_{NO2}=M_{NOx}*0.8$		22.3333334	55.5547768
0304	Азота оксид	$M_{NO}=M_{NOx}*0.13$		3.6291667	9.0276513
0328	Сажа	$M_C=УВ*G_{сек}$	0.002	0.0000000	0.0000000
0330	Диоксид серы	$M_{SO2}=0.02*[S]m*G_{сек}*n$	-	0.0000000	0.0000000
0333	Сероводород	$M_{H2S}=0.01*[H_2S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0.0000000	0.0000000
0337	Углерод оксид	$M_{CO}=УВ*G_{сек}$	0.02	186.1111111	462.9564720
0410	Метан	$M_{CH4}=УВ*G_{сек}$	0.0005	4.6527778	11.5739119
1702	Бутилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[C_4H10_S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0	0
1715	Метилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[CH_4S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0	0
1720	Пропилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[C_5H_8S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0	0
1728	Этилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[C_2H_6S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0.0000000	0.0000000
Итого:				**216.7263890**	**539.1128120**
Полнота сгорания углеводородной смеси, установленная на основе экспериментальных исследований, составляет для газовых смесей:				n	0.9984
Расчет параметров выбросов газовоздушной смеси:					
Определение температуры выбрасываемой ГВС определяется по формуле **$T_г=T_0+(Q_н^р*(1-e)*n)/(V_{пс}*C_{пс})$**:			**$T_г$**	**1592.6**	**°С**
Доля энергии, теряемая за счет излучения **$e=0.048*(m)^{0.5}$**:			e	0.2829	
Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 н.м^3 углеводородной смеси определяется по формуле **$V_{пс}=1+α*V_о$**:			$V_{пс}$	19.5640	н.м^3/н.м^3
Коэффициент избытка воздуха принят равным 1:			α	1	
Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 н.м^3 углеводородной смеси определяется по формуле **$V_о=0.0476*\{1.5*[H_2S]_о+Σ(x+y/4)*[C_xH_y]_о-[O_2]_о\}$**:			$V_о$	18.5640	н.м^3/н.м^3
			$Σ(x+y/4)*[C_xH_y]_о$:	390.000%	% об.
Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси:			$C_{пс}'$	0.4	ккал/(н.м^3*°С)
Ориентировочное значение температуры горения определяется по формуле **$T_г'=T_0+(Q_н^р*(1-e)*n)/(V_{пс}*C_{пс}')$**:			$T_г'$	1552.0385	°С
Уточненная теплоемкость газовоздушной смеси (Приложение 4 таблица 1):			$C_{пс}$	0.39	ккал/(н.м^3*°С)
Ускорение свободного падения:			g	9.81	м/сек^2
Отношение стехиометрической длины факела к диаметру выходного сопла, устанавливается по номограмме Приложения 4 рис. 6			$L_{сх}$/d	181	
Плотность воздуха:			$ρ_{возд}$	1.29	кг/н.м^3
Определение расхода выбрасываемой ГВС определяется по формуле **$V_1=B*V_{пс}*(273+T_г)/273$**:			**V_1**	**802.5298970**	**ф.м^3/сек**
Высота источника выброса вредных веществ над уровнем земли, для высотных установок определяется по формуле **$H=L_ф+h_в$**:			**H**	**123.4**	**м**
Длина факела для высотных установок:	при **$W_{ист}/W_{зв}≤0.2$** определяется по формуле **$L_ф=15*d$**:		$L_ф$	4.5720	м
	при **$W_{ист}/W_{зв}>0.2$** определяется по формуле **$L_ф=1.74*d*A_r^{0.17}*(L_{сх}/d)^{0.59}$**:		$L_ф$	53.4341313	м

Приведенный критерий Архимеда определяется по формуле **$Ar=(3.3*W_{ист}^2*\rho)/(\rho_{возд}*g*d)$**:	Ar	8930.54	
Диаметра факела определяется по формуле **$D_ф=0.14*L_ф+0.49*d$**:	**$D_ф$**	**7.63**	**м**
Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси определяется по формуле **$W_o=4*V_1/\pi*D_ф^2$:**	**W_o**	**17.56**	**м/сек**

№ ИЗА	***0002***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Факел высокого давления***	
№ ИВ	***001-002***	***Наименование источника выделения***	***ФУ ВД. Постоянные и периодические сбросы многокомпонентной газовой смеси в факельную систему с установок и систем***	
Код ЗВ	**Наименование ЗВ**		**M_i, г/с**	**M_i, т/год**
0301	Азота диоксид		22.3333334	55.5547768
0304	Азота оксид		3.6291667	9.0276513
0328	Сажа		0	0
0330	Диоксид серы		1.1321536	1.6351677
0333	Сероводород		0.000331	0.0004781
0337	Углерод оксид		186.1111111	462.956472
0410	Метан		4.6527778	11.5739119
1728	Этилмеркаптан		0.0011544	0.0016673
Итого:			**217.860028**	**540.7501251**
Температура выбрасываемой газовоздушной смеси $T_г$, °С				1749.7
Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м^3/с				949.7934616
Высота источника выбросов Н, м				120.6
Диаметр факела, м				7.234

№ ИЗА	***0003***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Факельная установка АНД***
№ ИВ	***1***	***Наименование источника выделения***	***ФУ ВД. Постоянные и периодические сбросы многокомпонентной газовой смеси в факельную систему с установок и систем***

Расчеты выполнены согласно, "**Методики расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей**" утвержденной приказом Министра ООС РК **от 30.01.2007 г. №23-п**. **с изменениями**, внесенными приказом Министра ООС РК **от 02.04.2008 г. №79-р.**

Исходные данные:

Характеристики сжигаемой смеси:

Смесь газовая

Компонентный состав сжигаемого газа:		**x+y/4**	**Низшая теплота сгорания**	**Молекулярная масса**	**сценарий**	**1.5**
					ТГ по паспорту	
Наименование	**Формула**		**ккал/н.м^3**	**кг/кмоль**	**% об**	**% масс.**
Азот	N_2	-	-	28.0130	1.341669%	1.864056%
Диоксид углерода	CO_2	-	-	44.0097	0.005000%	0.010914%
Сероводород	H_2S	-	5580	34.0760	0.001315%	0.002223%
Метан	CH_4	2	8570	16.0429	78.994000%	62.853735%
Этан	C_2H_6	3.5	15370	30.0699	12.454000%	18.573552%
Пропан	C_3H_8	5	22260	44.0970	5.731000%	12.534112%
Изобутан	i-C_4H_{10}	6.5	29320	58.1200	0.742000%	2.138866%
н-Бутан	n-C_4H_{10}	6.5	29510	58.1200	0.663000%	1.911143%
2-Метилбутан	i-C_5H_{12}	8	37410	71.7600	0.011000%	0.039150%
н-Пентан	n-C_5H_{12}	8	37410	72.1500	0.006500%	0.023260%
н-Гексан	C_6H_{14}	9.5	41360	85.3600	0.001000%	0.004234%
Этилмеркаптан	C_2H_6S	-	12544	62.1338	0.002516%	0.007754%
Гелий	He	-	-	4.0026	0.026000%	0.005161%
Водород	H_2	-	2580	2.0159	0.001000%	0.000100%
Кислород	O_2	-	-	31.9988	0.020000%	0.031741%
Итого:		**49.0**		**641.9696**	**100%**	**100%**

Молярная масса углеводородной смеси m определяется по выражению **$m=0.01*(_{i=1}\Sigma^N m_i*[i]_o)$:**	m	**20.16**	кг/кмоль
Плотность углеводородной смеси при нормальных условиях (0°С, 101.325 кПа) определяется по выражению **$\rho=m/22.4$**:	ρ	**0.90**	кг/н.м^3
Плотность углеводородной смеси при стандартных условиях (20°С, 101.325 кПа):		**0.8387**	кг/ст.м^3
Низшая теплота сгорания углеводородной смеси при нормальных условиях:	$Q_н^р$	**10380.27**	**ккал/н. м^3**
Массовое содержание серы в газе рассчитывается по формуле **$[S]m=Ms/22.4*(H_2S+C_2H_6S)/\rho$**:	[S]m	0.0061	% масс.
Объемное содержание кислорода в газе рассчитывается по формуле **$[O]_o=_{i=1}\Sigma^N([i]_o*A_O*x_i/M_O)$**:	$[O]_o$	0.0236	% об.

Подтип: Высотная установка

Высота факельной установки от уровня земли:		$h_в$	40	м
Диаметр выходного сопла:		d	0.3048	
Температура углеводородной смеси:		$T_о$	69	°С
Количество сожженной смеси:	Объемный расход при нормальных условиях (0°С, 101.325 кПа):	B	14 931 429	н.м^3/год
	Объемный расход при стандартных условиях(20°С, 101.325 кПа):		16 024 800	ст.м^3/год
	Массовый расход:	G	13 440	т/год
Продолжительность работы факельной установки:		Т	1867	ч/год
Объемный расход газовой смеси, при нормальных условиях (0°С, 101.325 кПа):		$B_{сек}$	2.2219	н.м^3/сек
Объемный расход газовой смеси, при стандартных условиях (20°С, 101.325 кПа):			2.3846	ст.м^3/сек
Массовый расход углеводородной смеси рассчитывают по формуле **$G_{сек}=1000*B_{сек}*ρ$**:		$G_{сек}$	2000	г/сек
Проверка критерия бессажевого горения:				
Сажа при горении **не образуется**, если соблюдается условие **$W_{ист}/W_{зв}>0.2$**				
Определение горения: сажевое, так как:		$Ma=W_{ист}/W_{зв}$	0.07074	<0.2
Показатель адиабаты для газовых смесей принимается равным:		K	1.3	
Скорость истечения сжигаемой смеси определяется по выражению **$W_{ист}=1.27*B_{сек}/d^2$**:		$W_{ист}$	30.3743	м/сек
Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси определяется по выражению **$W_{зв}=91.5*[K*(T_о+273)/m]^{0,5}$**:		$W_{зв}$	429.3792	м/сек

Расчет максимально-разовых и валовых выбросов ЗВ:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Формула расчета мощности выброса i-го ЗВ, г/с	Удельные выбросы, УВ (г/г)	M_i, г/с	$П_i=0.0036*Т*M_i$, т/год
	Азота оксиды	$M_{NOx}=УВ*G_{сек}$	0.003	6.0000000	40.3199993
0301	Азота диоксид	$M_{NO2}=M_{NOx}*0.8$		4.8000000	32.2559994
0304	Азота оксид	$M_{NO}=M_{NOx}*0.13$		0.7800000	5.2415999
0328	Сажа	$M_C=УВ*G_{сек}$	0.002	4.0000000	26.8799995
0330	Диоксид серы	$M_{SO2}=0.02*[S]m*G_{сек}*n$	-	0.2433285	1.6351675
0333	Сероводород	$M_{H2S}=0.01*[H_2S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0.0000711	0.0004778
0337	Углерод оксид	$M_{CO}=УВ*G_{сек}$	0.02	40.0000000	268.7999952
0410	Метан	$M_{CH4}=УВ*G_{сек}$	0.0005	1.0000000	6.7199999
1702	Бутилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[C_4H10_S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0	0
1715	Метилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[CH_4S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0	0
1720	Пропилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[C_5H_8S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0	0
1728	Этилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[C_2H_6S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0.0002481	0.0016672
Итого:				**50.8236477**	**341.5349064**

Полнота сгорания углеводородной смеси, установленная на основе экспериментальных исследований, составляет для газовых смесей:	n	0.9984	
Расчет параметров выбросов газовоздушной смеси:			
Определение температуры выбрасываемой ГВС определяется по формуле **$T_г=T_0+(Q_н^р*(1-e)*n)/(V_{пс}*C_{пс})$**:	**$T_г$**	**1749.7**	**°С**
Доля энергии, теряемая за счет излучения **$e=0.048*(m)^{0,5}$**:	e	0.2155	
Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 н.м^3 углеводородной смеси определяется по формуле **$V_{пс}=1+α*V_о$**:	$V_{пс}$	12.3998	н.м^3/н.м^3
Коэффициент избытка воздуха принят равным 1:	α	1	
Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 н.м^3 углеводородной смеси определяется по формуле **$V_о=0.0476*\{1.5*[H_2S]_о+Σ(x+y/4)*[C_xH_y]_о-[O_2]_о\}$**:	$V_о$	11.3998	н.м^3/н.м^3
	$Σ(x+y/4)*[C_xH_y]_о$:	239.514%	% об.
Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси:	$C_{пс}'$	0.4	ккал/(н.м^{3*o}С)
Ориентировочное значение температуры горения определяется по формуле **$T_г'=T_0+(Q_н^р*(1-e)*n)/(V_{пс}*C_{пс}')$**:	$T_г'$	1707.6645	°С
Уточненная теплоемкость газовоздушной смеси (Приложение 4 таблица 1):	$C_{пс}$	0.39	ккал/(н.м^{3*o}С)
Ускорение свободного падения:	g	9.81	м/сек^2
Отношение стехиометрической длины факела к диаметру выходного сопла, устанавливается по номограмме Приложения 4 рис. 6	$L_{сх}/d$	141	
Плотность воздуха:	$ρ_{возд}$	1.29	кг/н.м^3
Определение расхода выбрасываемой ГВС определяется по формуле **$V_1=B*V_{пс}*(273+T_г)/273$**:	**V_1**	**204.1347141**	**ф.м^3/сек**
Высота источника выброса вредных веществ над уровнем земли, для высотных установок определяется по формуле **$H=L_ф+h_в$**:	**H**	**44.6**	**м**
Длина факела для высотных установок: при **$W_{ист}/W_{зв}≤0.2$** определяется по формуле **$L_ф=15*d$**:	$L_ф$	4.5720	м
Длина факела для высотных установок: при **$W_{ист}/W_{зв}>0.2$** определяется по формуле **$L_ф=1.74*d*A_r^{0,17}*(L_{сх}/d)^{0,59}$:**	$L_ф$	30.0044169	м
Приведенный критерий Архимеда определяется по формуле **$Ar=(3.3*W_{ист}^{2}*ρ)/(ρ_{возд}*g*d)$**:	Ar	710.48	

Диаметра факела определяется по формуле $D_ф=0.14*L_ф+0.49*d$:	$D_ф$	**0.789**	**м**
Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси определяется по формуле $W_o=4*V_1/\pi*D_ф^2$:	W_o	**417.73**	**м/сек**

№ ИЗА	***0003***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Факельная установка АНД***
№ ИВ	***2***	***Наименование источника выделения***	***ФУ ВД. Постоянные и периодические сбросы многокомпонентной газовой смеси в факельную систему с установок и систем***

Расчеты выполнены согласно, "**Методики расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей**" утвержденной приказом Министра ООС РК **от 30.01.2007 г. №23-п**. **с изменениями**, внесенными приказом Министра ООС РК **от 02.04.2008 г. №79-р.**

Исходные данные:

Характеристики сжигаемой смеси:

Смесь газовая

Компонентный состав сжигаемого газа:		**x+y/4**	**Низшая теплота сгорания**	**Молекулярная масса**	**сценарий**	**1.5**
					Газовая смесь	
Наименование	**Формула**		**ккал/н.м^3**	**кг/кмоль**	**% об**	**% масс.**
Азот	N_2	-	-	28.0130	1.000000%	0.806709%
Диоксид углерода	CO_2	-	-	44.0097	0.000000%	0.000000%
Сероводород	H_2S	-	5580	34.0760	0.000000%	0.000000%
Метан	CH_4	2	8570	16.0429	23.000000%	10.625957%
Этан	C_2H_6	3.5	15370	30.0699	29.000000%	25.112349%
Пропан	C_3H_8	5	22260	44.0970	33.000000%	41.906399%
Изобутан	i-C_4H_{10}	6.5	29320	58.1200	3.000000%	5.021162%
н-Бутан	n-C_4H_{10}	6.5	29510	58.1200	5.000000%	8.368603%
2-Метилбутан	i-C_5H_{12}	8	37410	71.7600	1.000000%	2.066521%
н-Пентан	n-C_5H_{12}	8	37410	72.1500	1.000000%	2.077752%
н-Гексан	C_6H_{14}	9.5	41360	85.3600	1.000000%	2.458169%
Этилмеркаптан	C_2H_6S	-	12544	62.1338	0.000000%	0.000000%
Гелий	He	-	-	4.0026	0.000000%	0.000000%
Водород	H_2	-	2580	2.0159	0.000000%	0.000000%
Кислород	O_2	-	-	31.9988	0.000000%	0.000000%
Вода	H_2O	-	-	18.0151	3.000000%	1.556379%
Итого:		**49.0**		**659.9847**	**100%**	**100%**

Молярная масса углеводородной смеси m определяется по выражению $m=0.01*(_{i=1}\Sigma^N m_i*[i]_o)$:		m	**34.73** кг/кмоль
Плотность углеводородной смеси при нормальных условиях (0°С, 101.325 кПа) определяется по выражению $\rho=m/22.4$:		ρ	**1.55** кг/н.м^3
Плотность углеводородной смеси при стандартных условиях (20°С, 101.325 кПа):			**1.4445** кг/ст.м^3
Низшая теплота сгорания углеводородной смеси при нормальных условиях:		$Q_н^р$	**17291.10** **ккал/н. м^3**
Массовое содержание серы в газе рассчитывается по формуле $[S]m=Ms/22.4*(H_2S+C_2H_6S)/\rho$:		[S]m	0.0000 % масс.
Объемное содержание кислорода в газе рассчитывается по формуле $[O]_o=_{i=1}\Sigma^N([i]_o*A_O*x_i/M_O)$:		$[O]_o$	0.0000 % об.
Подтип: Высотная установка			
Высота факельной установки от уровня земли:		$h_в$	40 м
Диаметр выходного сопла:		d	0.3048 м
Температура углеводородной смеси:		T_o	-30 °С
Количество сожженной смеси:	Объемный расход при нормальных условиях (0°С, 101.325 кПа):	B	14 931 916 н.м^3/год
	Объемный расход при стандартных условиях(20°С, 101.325 кПа):		16 024 800 ст.м^3/год
	Массовый расход:	G	23 148 т/год
Продолжительность работы факельной установки:		T	3215 ч/год
Объемный расход газовой смеси, при нормальных условиях (0°С, 101.325 кПа):		$B_{сек}$	1.2901 н.м^3/сек
Объемный расход газовой смеси, при стандартных условиях (20°С, 101.325 кПа):			1.3846 ст.м^3/сек
Массовый расход углеводородной смеси рассчитывают по формуле $G_{сек}=1000*B_{сек}*\rho$:		$G_{сек}$	2000 г/сек
Проверка критерия бессажевого горения:			
Сажа при горении **не образуется**, если соблюдается условие $W_{ист}/W_{зв}>0.2$			
Определение горения: сажевое, так как:		$Ma=W_{ист}/W_{зв}$	0.06390 <0.2
Показатель адиабаты для газовых смесей принимается равным:		K	1.3
Скорость истечения сжигаемой смеси определяется по выражению $W_{ист}=1.27*B_{сек}/d^2$:		$W_{ист}$	17.6364 м/сек

Скорость распространения звука в сжигаемой углеводородной смеси определяется по выражению **$W_{зв}=91.5*[K*(T_o+273)/m]^{0,5}$**:			$W_{зв}$	275.9781	м/сек
Расчет максимально-разовых и валовых выбросов ЗВ:					
Код ЗВ	**Наименование ЗВ**	**Формула расчета мощности выброса i-го ЗВ, г/с**	**Удельные выбросы, УВ (г/г)**	**M_i, г/с**	**$П_i=0.0036*Т*M_i$, т/год**
	Азота оксиды	$M_{NOx}=УВ*G_{сек}$	0.003	6.0000000	69.4434708
0301	Азота диоксид	$M_{NO2}=M_{NOx}*0.8$		4.8000000	55.5547766
0304	Азота оксид	$M_{NO}=M_{NOx}*0.13$		0.7800000	9.0276512
0328	Сажа	$M_C=УВ*G_{сек}$	0.002	4.0000000	46.2956472
0330	Диоксид серы	$M_{SO2}=0.02*[S]m*G_{сек}*n$	-	0.0000000	0.0000000
0333	Сероводород	$M_{H2S}=0.01*[H_2S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0.0000000	0.0000000
0337	Углерод оксид	$M_{CO}=УВ*G_{сек}$	0.02	40.0000000	462.9564720
0410	Метан	$M_{CH4}=УВ*G_{сек}$	0.0005	1.0000000	11.5739118
1702	Бутилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[C_4H10_S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0	0
1715	Метилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[CH_4S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0	0
1720	Пропилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[C_5H_8S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0	0
1728	Этилмеркаптан	$M_{RSH}=0.01*[C_2H_6S]m*G_{сек}*(1-n)$	-	0.0000000	0.0000000
Итого:				**50.5800000**	**585.4084588**
Полнота сгорания углеводородной смеси, установленная на основе экспериментальных исследований, составляет для газовых смесей:				n	0.9984
Расчет параметров выбросов газовоздушной смеси:					
Определение температуры выбрасываемой ГВС определяется по формуле **$T_г=T_0+(Q_н^р*(1-e)*n)/(V_{пс}*C_{пс})$**:				**$T_г$**	**1592.6**	**°C**
Доля энергии, теряемая за счет излучения **$e=0.048*(m)^{0,5}$**:				e	0.2829	
Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 н.м^3 углеводородной смеси определяется по формуле **$V_{пс}=1+α*V_o$**:				$V_{пс}$	19.5640	н.м^3/н.м^3
Коэффициент избытка воздуха принят равным 1:				α	1	
Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 н.м^3 углеводородной смеси определяется по формуле **$V_o=0.0476*\{1.5*[H_2S]_o+Σ(x+y/4)*[C_xH_y]_o-[O_2]_o\}$**:				V_o	18.5640	н.м^3/н.м^3
				$Σ(x+y/4)*[C_xH_y]_o$:	390.000%	% об.
Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси:				$C_{пс}'$	0.4	ккал/(н.м^{3*o}C)
Ориентировочное значение температуры горения определяется по формуле **$T_г'=T_0+(Q_н^р*(1-e)*n)/(V_{пс}*C_{пс}')$**:				$T_г'$	1552.0385	°C
Уточненная теплоемкость газовоздушной смеси (Приложение 4 таблица 1):				$C_{пс}$	0.39	ккал/(н.м^{3*o}C)
Ускорение свободного падения:				g	9.81	м/сек^2
Отношение стехиометрической длины факела к диаметру выходного сопла, устанавливается по номограмме Приложения 4 рис. 6				$L_{сх}$/d	181	
Плотность воздуха:				$ρ_{возд}$	1.29	кг/н.м^3
Определение расхода выбрасываемой ГВС определяется по формуле **$V_1=B*V_{пс}*(273+T_г)/273$**:				**V_1**	**172.4840376**	**ф.м^3/сек**
Высота источника выброса вредных веществ над уровнем земли, для высотных установок определяется по формуле **$H=L_ф+h_в$**:				**H**	**44.6**	**м**
Длина факела для высотных установок:	при **$W_{ист}/W_{зв}≤0.2$** определяется по формуле **$L_ф=15*d$**:			$L_ф$	4.5720	м
	при **$W_{ист}/W_{зв}>0.2$** определяется по формуле **$L_ф=1.74*d*A_r^{0,17}*(L_{сх}/d)^{0,59}$:**			$L_ф$	31.6808312	м
Приведенный критерий Архимеда определяется по формуле **$Ar=(3.3*W_{ист}^{2}*ρ)/(ρ_{возд}*g*d)$**:				Ar	412.53	
Диаметра факела определяется по формуле **$D_ф=0.14*L_ф+0.49*d$**:				**$D_ф$**	**0.789**	**м**
Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси определяется по формуле **$W_o=4*V_1/π*D_ф^2$:**				**W_o**	**352.96**	**м/сек**

№ ИЗА	***0003***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Факельная установка АНД***
№ ИВ	***001-002***	***Наименование источника выделения***	***ФУ ВД. Постоянные и периодические сбросы многокомпонентной газовой смеси в факельную систему с установок и систем***

Код ЗВ	**Наименование ЗВ**	**M_i, г/с**	**M_i, т/год**
0301	Азота диоксид	4.8	55.5547766
0304	Азота оксид	0.78	9.0276512
0328	Сажа	4	46.2956472
0330	Диоксид серы	0.2433285	1.6351675
0333	Сероводород	0.0000711	0.0004778
0337	Углерод оксид	40	462.956472
0410	Метан	1	11.5739118
1728	Этилмеркаптан	0.0002481	0.0016672
Итого:		**50.8236477**	**587.0457713**
Температура выбрасываемой газовоздушной смеси $T_г$, °C			1749.7
Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м^3/с			204.134714

Высота источника выбросов Н, м	44.6
Диаметр факела, м	0.789

Итого от факельных установок ВД, НД и АНД			
код ЗВ	Наименование вещества	г/с	годовые*, т/период
		ВД+НД+АНД	макс. ВД;НД;АНД
301	Азота диоксид NO_2	85.8	55.5547768
304	Азота оксид NO	13.9425	9.0276513
328	Сажа С	4	46.2956472
330	Сера диоксид SO_2	4.3494974	1.6351677
333	Сероводород	0.0012715	0.0004781
337	Углерод оксид СО	715	462.956472
410	Метан CH_4	17.875	11.5739119
1728	Этилмеркаптан	0.0044351	0.0016674
Итого		**840.972704**	**587.0457724**
Примечание* - Предусмотрено альтернативное сжигание газа на факелах ВД, НД и НД. Альтернативное сжигание подразумевает, что один и тот же объем газа может быть учтен на любом из факелов БТК, в зависимости от технологического процесса. При этом выбросы т/год установлены из учета сжигания газа на одном из факелов и не являются суммой выбросов от работы всех факелов БТК.			

ИЗА	**6001**	**Уст-550. Система закрытого дренажа**
ИВ	001 - 002	Емкость системы закрытого дренажа
	003 - 005	Насосы системы закрытого дренажа

Расчет выполнен по методике [3].

Емкость системы закрытого дренажа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	20	8760	0.0025	0.01388889	0.438
002	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	40	8760	0.00011	0.00122222	0.038544
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	60	8760	-	0.01511111	0.476544

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	13.6742496	0.0021	0.0651638
416	Углеводороды С6-С10	15.6113499	0.0024	0.074395
602	бензол	0.11717516	0.000018	0.0005584
616	Ксилол	0.58307221	0.000088	0.0027786
620	этилбензол	0.55880642	0.000084	0.002663
621	Толуол	0.40615953	0.000061	0.0019355
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940072	0.0039	0.1243494

Насосы системы закрытого дренажа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Насосы с двойным торцевым уплотнением	нефть Каламкас	5	8760	0.013	0.01805556	0.5694
004	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	60	8760	0.0025	0.04166667	1.314
005	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	70	8760	0.00011	0.00213889	0.067452
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	135	8760	-	0.06186111	1.950852

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	13.6742496	0.0085	0.2667644
416	Углеводороды С6-С10	15.6113499	0.0097	0.3045543
602	бензол	0.11717516	0.000072	0.0022859
616	Ксилол	0.58307221	0.00036	0.0113749
620	этилбензол	0.55880642	0.00035	0.0109015
621	Толуол	0.40615953	0.00025	0.0079236
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940072	0.0161	0.5090555

Емкость системы закрытого дренажа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период

001	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	20	8760	0.0025	0.01388889	0.438
002	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	40	8760	0.00011	0.00122222	0.038544
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	60	8760	-	0.01511111	0.476544

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.000042	0.0013343
415	Углеводороды С1-С5			
416	Углеводороды С6-С10			
602	бензол			
616	Ксилол			
620	этилбензол			
621	Толуол			
1728	Этилмеркаптаны			
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.0151	0.4752097

Насосы системы закрытого дренажа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Насосы с двойным торцевым уплотнением	Дизельное топливо	5	8760	0.013	0.01805556	0.5694
004	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	60	8760	0.0025	0.04166667	1.314
005	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	70	8760	0.00011	0.00213889	0.067452
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	135	8760	-	0.06186111	1.950852

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.00017	0.0054624
415	Углеводороды С1-С5			
416	Углеводороды С6-С10			
602	бензол			
616	Ксилол			
620	этилбензол			
621	Толуол			
1728	Этилмеркаптаны			
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.0617	1.9453896

Емкость системы закрытого дренажа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	20	8760	0.0045	0.025	0.7884
002	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	40	8760	0.00039	0.00433333	0.136656
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	60	8760	-	0.02933333	0.925056

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.00000065	0.0000206
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.0288	0.9072377
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.00052	0.0163078
602	бензол	0.03737285	0.000011	0.0003457
616	Ксилол	0.0026801	0.00000079	0.0000248
620	этилбензол	0.00382598	0.0000011	0.0000354
621	Толуол	0.02044613	0.000006	0.0001891
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000023	0.0000717
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.000000032	0.000001

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.00021	0.0067967
415	Углеводороды С1-С5	0.0288	0.9072377
416	Углеводороды С6-С10	0.0121	0.3789493
602	бензол	0.00009	0.0028443
616	Ксилол	0.00045	0.0141535
620	этилбензол	0.00043	0.0135645
621	Толуол	0.00031	0.0098591
1728	Этилмеркаптаны	0.0000023	0.0000717
2754	Углеводороды С11-С19	0.0768	2.4205993

ИЗА	**6002**	**Уст-190. Системы камер пуска/приема скребка**
ИВ	001 - 002	Камера пуска-приема скребка мультифазного трубопровода
	003 - 004	Камера пуска-приема газопровода
	005 - 007	Камера пуска скребка экспортной нефти

Расчет выполнен по методике [3].

Камера пуска-приема скребка мультифазного трубопровода

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	40	8760	0.0025	0.02777778	0.876
002	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	100	8760	0.00011	0.00305556	0.09636
ИТОГО:							
нефть		нефть Каламкас	140	8760	-	0.03083333	0.97236

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	13.6742496	0.0042	0.1329629
416	Углеводороды С6-С10	15.6113499	0.0048	0.1517985
602	бензол	0.11717516	0.000036	0.0011394
616	Ксилол	0.58307221	0.00018	0.0056696
620	этилбензол	0.55880642	0.00017	0.0054336
621	Толуол	0.40615953	0.00013	0.0039493
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940072	0.008	0.2537277

Камера пуска-приема скребка мультифазного трубопровода

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	40	8760	0.0045	0.05	1.5768
002	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	100	8760	0.00039	0.01083333	0.34164
ИТОГО:							
топливный газ		Многоком.смесь газов	140	8760	-	0.06083333	1.91844

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.0000014	0.0000426
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.0597	1.8814873
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0011	0.0338201
602	бензол	0.03737285	0.000023	0.000717
616	Ксилол	0.0026801	0.0000016	0.0000514
620	этилбензол	0.00382598	0.0000023	0.0000734
621	Толуол	0.02044613	0.000012	0.0003922
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000047	0.0001488
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.000000067	0.0000021

Камера пуска-приема скребка мультифазного трубопровода

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	40	8760	0.0025	0.02777778	0.876
002	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	100	8760	0.00011	0.00305556	0.09636
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	140	8760	-	0.03083333	0.97236

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.000086	0.0027226

415	Углеводороды С1-С5						
416	Углеводороды С6-С10						
602	бензол						
616	Ксилол						
620	этилбензол						
621	Толуол						
1728	Этилмеркаптаны						
2754	Углеводороды С11-С19		99.72	0.0307		0.9696374	

Камера пуска-приема газопровода

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Фланцевые соединения	газовая смесь	40	8760	0.0045	0.05	1.5768
004	Камеры пуска/приема скребка многофазных линий от Острова А (3 ед.)	газовая смесь	100	8760	0.00039	0.01083333	0.34164
ИТОГО:							
		газовая смесь	140	8760	-	0.06083333	1.91844

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.0546	1.7205574
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.003	0.094894
602	бензол	0.09245765	0.000056	0.0017737
616	Ксилол	0.049103	0.00003	0.000942
620	этилбензол	0.05647102	0.000034	0.0010834
621	Толуол	0.11103636	0.000068	0.0021302
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	0.07472007	0.000045	0.0014335

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	40	8760	0.0045	0.05	1.5768
004	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	100	8760	0.00039	0.01083333	0.34164
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	140	8760	-	0.06083333	1.91844

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.0000014	0.0000426
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.0597	1.8814873
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0011	0.0338201
602	бензол	0.03737285	0.000023	0.000717
616	Ксилол	0.0026801	0.0000016	0.0000514
620	этилбензол	0.00382598	0.0000023	0.0000734
621	Толуол	0.02044613	0.000012	0.0003922
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000047	0.0001488
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.000000067	0.0000021

Камера пуска-приема газопровода

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	40	8760	0.0025	0.02777778	0.876
004	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	100	8760	0.00011	0.00305556	0.09636
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	140	8760	-	0.03083333	0.97236

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.000086	0.0027226
415	Углеводороды С1-С5			
416	Углеводороды С6-С10			
602	бензол			
616	Ксилол			
620	этилбензол			
621	Толуол			

1728	Этилмеркаптаны				
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.0307	0.9696374	

Камера пуска скребка экспортной нефти

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
005	Предохранительные клапана	нефть Каламкас	5	8760	0.0075	0.01041667	0.3285
006	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	30	8760	0.0025	0.02083333	0.657
007	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	40	8760	0.00011	0.00122222	0.038544
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	75	8760	-	0.03247222	1.024044

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	13.6742496	0.0044	0.1400303
416	Углеводороды С6-С10	15.6113499	0.0051	0.1598671
602	бензол	0.11717516	0.000038	0.0011999
616	Ксилол	0.58307221	0.00019	0.0059709
620	этилбензол	0.55880642	0.00018	0.0057224
621	Толуол	0.40615953	0.00013	0.0041593
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940072	0.0085	0.2672141

Камера пуска скребка экспортной нефти

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
005	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	5	8760	0.0075	0.01041667	0.3285
006	Камеры пуска/приема скребка многофазных линий от EPC 4 (3 ед.)	Дизельное топливо	30	8760	0.0025	0.02083333	0.657
007	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	40	8760	0.00011	0.00122222	0.038544
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	75	8760	-	0.03247222	1.024044

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.000091	0.0028673
415	Углеводороды С1-С5			
416	Углеводороды С6-С10			
602	бензол			
616	Ксилол			
620	этилбензол			
621	Толуол			
1728	Этилмеркаптаны			
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.0324	1.0211767

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.00027	0.0084
415	Углеводороды С1-С5	0.1826	5.7565
416	Углеводороды С6-С10	0.0151	0.4742
602	бензол	0.00018	0.0055
616	Ксилол	0.0004	0.0127
620	этилбензол	0.00039	0.0124
621	Толуол	0.00035	0.011
1728	Этилмеркаптаны	0.0000094	0.0003
2754	Углеводороды С11-С19	0.1103	3.4828

ИЗА	**6003**	**Уст-380. Система регенерации гликоля**
ИВ	001 - 003	Оборудование установки восстановления ТЭГ

Расчет выполнен по методике [3].

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы с двойным торцевым уплотнением	7 (UNIT 380)	10	1000	0.00325	0.00902778	0.0325
002	Запорно-регулирующая арматура	7 (UNIT 380)	40	1000	0.0025	0.02777778	0.1

003	Фланцевые соединения	7 (UNIT 380)	70	1000	0.00011	0.00213889	0.0077
ИТОГО:							
	триэтиленгликоль	7 (UNIT 380)	120	1000	-	0.03894444	0.1402

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
415	Углеводороды С1-С5	0.0008919	0.00000035	0.0000013
1129	Триэтиленгликоль	99.6101877	0.0388	0.1396535

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы с двойным торцевым уплотнением	TEGlycol	10	1000	0.00325	0.00902778	0.0325
002	Запорно-регулирующая арматура	TEGlycol	40	1000	0.0025	0.02777778	0.1
003	Фланцевые соединения	TEGlycol	70	1000	0.00011	0.00213889	0.0077
ИТОГО:							
	триэтиленгликоль	TEGlycol	120	1000	-	0.03894444	0.1402

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
1129	Триэтиленгликоль	100	0.0389	0.1402

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
415	Углеводороды С1-С5	0.00000035	0.0000013
1129	Триэтиленгликоль	0.0389	0.1402

ИЗА	**6004**	**Уст-200. Система сепарации нефти**
ИВ	001 - 002	Система сепарации нефти. Сепаратор 1 ступени
	003 - 004	Система сепарации нефти. Сепаратор НД
	005 - 006	Система подготовки газа ВД. Воздушные холодильники газа
	007 - 008	Система подготовки газа ВД. Каплеотбойный сепаратор газа ВД
	009 - 011	Система возврата конденсата ВД

Расчет выполнен по методике [3].

Система сепарации нефти. Сепаратор 1 ступени

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	90	8760	0.0025	0.0625	1.971
002	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	140	8760	0.00011	0.00427778	0.134904
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	230	8760	-	0.06677778	2.105904

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	13.6742496	0.0091	0.2879666
416	Углеводороды С6-С10	15.6113499	0.0104	0.32876
602	бензол	0.11717516	0.000078	0.0024676
616	Ксилол	0.58307221	0.00039	0.0122789
620	этилбензол	0.55880642	0.00037	0.0117679
621	Толуол	0.40615953	0.00027	0.0085533
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940072	0.0174	0.5495147

Система сепарации нефти. Сепаратор 1 ступени

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	90	8760	0.0045	0.1125	3.5478
002	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	140	8760	0.00039	0.01516667	0.478296
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	230	8760	-	0.12766667	4.026096

Идентификация вредных веществ в потоке						
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока		Выбросы, всего		
		мас. %		г/с	т/период	
333	Сероводород	0.00222293		0.0000028	0.0000895	
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177		0.1252	3.9485461	
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752		0.0023	0.0709759	
602	бензол	0.03737285		0.000048	0.0015047	
616	Ксилол	0.0026801		0.0000034	0.0001079	
620	этилбензол	0.00382598		0.0000049	0.000154	
621	Толуол	0.02044613		0.000026	0.0008232	
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537		0.0000099	0.0003122	
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007		0.00000014	0.0000044	
Система сепарации нефти. Сепаратор 1 ступени						
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу
				ч/период	кг/ч	г/с / т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	90	8760	0.0025	0.0625 / 1.971
002	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	140	8760	0.00011	0.00427778 / 0.134904
ИТОГО:						
		Дизельное топливо	230	8760	-	0.06677778 / 2.105904
Идентификация вредных веществ в потоке						
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего			
		мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород	0.28	0.00019		0.0058965	
415	Углеводороды С1-С5					
416	Углеводороды С6-С10					
602	бензол					
616	Ксилол					
620	этилбензол					
621	Толуол					
1728	Этилмеркаптаны					
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.0666		2.1000075	
Система сепарации нефти. Сепаратор НД						
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу
				ч/период	кг/ч	г/с / т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	105	8760	0.0025	0.07291667 / 2.2995
004	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	65	8760	0.00011	0.00198611 / 0.062634
ИТОГО:						
		нефть Каламкас	170	8760	-	0.07490278 / 2.362134
Идентификация вредных веществ в потоке						
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего			
		мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород	0				
415	Углеводороды С1-С5	13.6742496	0.0102		0.3230041	
416	Углеводороды С6-С10	15.6113499	0.0117		0.368761	
602	бензол	0.11717516	0.000088		0.0027678	
616	Ксилол	0.58307221	0.00044		0.0137729	
620	этилбензол	0.55880642	0.00042		0.0131998	
621	Толуол	0.40615953	0.0003		0.009594	
1728	Этилмеркаптаны	0				
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940072	0.0195		0.6163754	
Система сепарации нефти. Сепаратор НД						
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу
				ч/период	кг/ч	г/с / т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	105	8760	0.0045	0.13125 / 4.1391
004	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	65	8760	0.00039	0.00704167 / 0.222066
ИТОГО:						
		Многоком.смесь газов	170	8760	-	0.13829167 / 4.361166
Идентификация вредных веществ в потоке						
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего			

			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0.00222293	0.0000031		0.0000969	
415	Углеводороды С1-С5		98.0738177	0.1356		4.277162	
416	Углеводороды С6-С10		1.76289752	0.0024		0.0768829	
602	бензол		0.03737285	0.000052		0.0016299	
616	Ксилол		0.0026801	0.0000037		0.0001169	
620	этилбензол		0.00382598	0.0000053		0.0001669	
621	Толуол		0.02044613	0.000028		0.0008917	
1728	Этилмеркаптаны		0.0077537	0.000011		0.0003382	
2754	Углеводороды С11-С19		0.00011007	0.00000015		0.0000048	
Система сепарации нефти. Сепаратор НД							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	105	8760	0.0025	0.07291667	2.2995
004	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	65	8760	0.00011	0.00198611	0.062634
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	170	8760	-	0.07490278	2.362134
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0.28	0.00021		0.006614	
415	Углеводороды С1-С5						
416	Углеводороды С6-С10						
602	бензол						
616	Ксилол						
620	этилбензол						
621	Толуол						
1728	Этилмеркаптаны						
2754	Углеводороды С11-С19		99.72	0.0747		2.35552	
Система подготовки газа ВД. Воздушные холодильники газа							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
005	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	60	8760	0.0045	0.075	2.3652
006	Фланцевые соединения	газовая смесь	65	8760	0.00039	0.00704167	0.222066
ИТОГО:							
		газовая смесь	125	8760	-	0.08204167	2.587266
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0				
415	Углеводороды С1-С5		89.6852334	0.0736		2.3203956	
416	Углеводороды С6-С10		4.94641346	0.0041		0.1279769	
602	бензол		0.09245765	0.000076		0.0023921	
616	Ксилол		0.049103	0.00004		0.0012704	
620	этилбензол		0.05647102	0.000046		0.0014611	
621	Толуол		0.11103636	0.000091		0.0028728	
1728	Этилмеркаптаны		0				
2754	Углеводороды С11-С19		0.07472007	0.000061		0.0019332	
Система подготовки газа ВД. Воздушные холодильники газа							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
005	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	60	8760	0.0045	0.075	2.3652
006	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	65	8760	0.00039	0.00704167	0.222066
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	125	8760	-	0.08204167	2.587266
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0.00222293	0.0000018		0.0000575	
415	Углеводороды С1-С5		98.0738177	0.0805		2.5374305	

416	Углеводороды С6-С10		1.76289752	0.0014		0.0456108	
602	бензол		0.03737285	0.000031		0.0009669	
616	Ксилол		0.0026801	0.0000022		0.0000693	
620	этилбензол		0.00382598	0.0000031		0.000099	
621	Толуол		0.02044613	0.000017		0.000529	
1728	Этилмеркаптаны		0.0077537	0.0000064		0.0002006	
2754	Углеводороды С11-С19		0.00011007	0.00000009		0.0000028	
Система подготовки газа ВД. Каплеотбойный сепаратор газа ВД							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
007	Запорно-регулирующая арматура	газ	65	8760	0.0045	0.08125	2.5623
008	Фланцевые соединения	газ	50	8760	0.00039	0.00541667	0.17082
ИТОГО:							
		газ	115	8760	-	0.08666667	2.73312
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0				
415	Углеводороды С1-С5		89.6852334	0.0777		2.4512051	
416	Углеводороды С6-С10		4.94641346	0.0043		0.1351914	
602	бензол		0.09245765	0.00008		0.002527	
616	Ксилол		0.049103	0.000043		0.001342	
620	этилбензол		0.05647102	0.000049		0.0015434	
621	Толуол		0.11103636	0.000096		0.0030348	
1728	Этилмеркаптаны						
2754	Углеводороды С11-С19		0.07472007	0.000065		0.0020422	
Система подготовки газа ВД. Каплеотбойный сепаратор газа ВД							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
007	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	65	8760	0.0045	0.08125	2.5623
008	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	50	8760	0.00039	0.00541667	0.17082
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	115	8760	-	0.08666667	2.73312
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0.00222293	0.0000019		0.0000608	
415	Углеводороды С1-С5		98.0738177	0.085		2.6804751	
416	Углеводороды С6-С10		1.76289752	0.0015		0.0481821	
602	бензол		0.03737285	0.000032		0.0010214	
616	Ксилол		0.0026801	0.0000023		0.0000733	
620	этилбензол		0.00382598	0.0000033		0.0001046	
621	Толуол		0.02044613	0.000018		0.0005588	
1728	Этилмеркаптаны		0.0077537	0.0000067		0.0002119	
2754	Углеводороды С11-С19		0.00011007	0.000000095		0.000003	
Система возврата конденсата ВД							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
009	Насосы с двойным торцевым уплотнением	нефть Каламкас	5	8760	0.013	0.01805556	0.5694
010	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	135	8760	0.0025	0.09375	2.9565
011	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	120	8760	0.00011	0.00366667	0.115632
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	260	8760	-	0.11547222	3.641532
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0				
415	Углеводороды С1-С5		13.6742496	0.0119		0.3737337	
416	Углеводороды С6-С10		15.6113499	0.0135		0.4266769	
602	бензол		0.11717516	0.0001		0.0032025	
616	Ксилол		0.58307221	0.00051		0.0159361	
620	этилбензол		0.55880642	0.00048		0.0152729	

621	Толуол	0.40615953	0.00035	0.0111008
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940072	0.0226	0.7131805

Система возврата конденсата ВД

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
009	Насосы с двойным торцевым уплотнением	Дизельное топливо	5	8760	0.013	0.01805556	0.5694
010	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	135	8760	0.0025	0.09375	2.9565
011	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	120	8760	0.00011	0.00366667	0.115632
ИТОГО:							
	дизельное топливо	Дизельное топливо	260	8760	-	0.11547222	3.641532

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.00032	0.0101963
415	Углеводороды С1-С5			
416	Углеводороды С6-С10			
602	бензол			
616	Ксилол			
620	этилбензол			
621	Толуол			
1728	Этилмеркаптаны			
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.1151	3.6313357

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.00073	0.023
415	Углеводороды С1-С5	0.6088	19.1999
416	Углеводороды С6-С10	0.0516	1.629
602	бензол	0.00059	0.0185
616	Ксилол	0.0014	0.045
620	этилбензол	0.0014	0.0438
621	Толуол	0.0012	0.038
1728	Этилмеркаптаны	0.000034	0.0011
2754	Углеводороды С11-С19	0.316	9.9699

ИЗА	**6005**	**Уст-365. Система компрессоров ЗСГ (л. 100)**
ИВ	001 - 002	Обратный воздушный холодильник
	003 - 004	Входной сепаратор
	005 - 006	Компрессор
	007 - 009	Система уплотнительного топливного газа компрессоров

Расчет выполнен по методике [3].

Обратный воздушный холодильник

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	20	8760	0.0045	0.025	0.7884
002	Фланцевые соединения	газовая смесь	30	8760	0.00039	0.00325	0.102492
ИТОГО:							
		газовая смесь	50	8760	-	0.02825	0.890892

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.0253	0.7989986
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.0014	0.0440672
602	бензол	0.09245765	0.000026	0.0008237
616	Ксилол	0.049103	0.000014	0.0004375
620	этилбензол	0.05647102	0.000016	0.0005031
621	Толуол	0.11103636	0.000031	0.0009892
1728	Этилмеркаптаны	0		

2754	Углеводороды С11-С19		0.07472007	0.000021		0.0006657	
Входной сепаратор							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	80	8760	0.0045	0.1	3.1536
004	Фланцевые соединения	газовая смесь	65	8760	0.00039	0.00704167	0.222066
ИТОГО:							
		газовая смесь	145	8760	-	0.10704167	3.375666
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0				
415	Углеводороды С1-С5		89.6852334	0.0253		0.7989986	
416	Углеводороды С6-С10		4.94641346	0.0014		0.0440672	
602	бензол		0.09245765	0.000026		0.0008237	
616	Ксилол		0.049103	0.000014		0.0004375	
620	этилбензол		0.05647102	0.000016		0.0005031	
621	Толуол		0.11103636	0.000031		0.0009892	
1728	Этилмеркаптаны		0				
2754	Углеводороды С11-С19		0.07472007	0.00008		0.0025223	
Компрессор							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
005	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	30	8760	0.0045	0.0375	1.1826
006	Фланцевые соединения	газовая смесь	30	8760	0.00039	0.00325	0.102492
ИТОГО:							
		газовая смесь	60	8760	-	0.04075	1.285092
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0				
415	Углеводороды С1-С5		89.6852334	0.0365		1.1525378	
416	Углеводороды С6-С10		4.94641346	0.002		0.063566	
602	бензол		0.09245765	0.000038		0.0011882	
616	Ксилол		0.049103	0.00002		0.000631	
620	этилбензол		0.05647102	0.000023		0.0007257	
621	Толуол		0.11103636	0.000045		0.0014269	
1728	Этилмеркаптаны		0				
2754	Углеводороды С11-С19		0.07472007	0.00003		0.0009602	
Система уплотнительного топливного газа компрессоров							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
007	Предохранительные клапана	Многоком.смесь газов	10	8760	0.0088	0.02444444	0.77088
008	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	300	8760	0.0045	0.375	11.826
009	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	300	8760	0.00039	0.0325	1.02492
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	610	8760	-	0.43194444	13.6218
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0.00222293	0.0000096		0.0003028	
415	Углеводороды С1-С5		98.0738177	0.4236		13.3594193	
416	Углеводороды С6-С10		1.76289752	0.0076		0.2401384	
602	бензол		0.03737285	0.00016		0.0050909	
616	Ксилол		0.0026801	0.000012		0.0003651	
620	этилбензол		0.00382598	0.000017		0.0005212	
621	Толуол		0.02044613	0.000088		0.0027851	

1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.000033	0.0010562	
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.00000048	0.000015	

1-ая ступень. Входной воздушный холодильник

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	20	8760	0.0045	0.025	0.7884
002	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	30	8760	0.00039	0.00325	0.102492
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	50	8760	-	0.02825	0.890892

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.00000063	0.0000198
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.0277	0.8737318
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0005	0.0157055
602	бензол	0.03737285	0.000011	0.000333
616	Ксилол	0.0026801	0.00000076	0.0000239
620	этилбензол	0.00382598	0.0000011	0.0000341
621	Толуол	0.02044613	0.0000058	0.0001822
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000022	0.0000691
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.000000031	0.00000098

1-ая ступень. Входной сепаратор

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	80	8760	0.0045	0.1	3.1536
004	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	65	8760	0.00039	0.00704167	0.222066
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	145	8760	-	0.10704167	3.375666

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.0000024	0.000075
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.105	3.3106445
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0019	0.0595095
602	бензол	0.03737285	0.00004	0.0012616
616	Ксилол	0.0026801	0.0000029	0.0000905
620	этилбензол	0.00382598	0.0000041	0.0001292
621	Толуол	0.02044613	0.000022	0.0006902
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000083	0.0002617
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.00000012	0.0000037

1-ая ступень. Компрессор

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
005	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	30	8760	0.0045	0.0375	1.1826
006	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	30	8760	0.00039	0.00325	0.102492
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	60	8760	-	0.04075	1.285092

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.00000091	0.0000286
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.04	1.2603388
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.00072	0.0226549
602	бензол	0.03737285	0.000015	0.0004803

616	Ксилол	0.0026801	0.0000011	0.0000344
620	этилбензол	0.00382598	0.0000016	0.0000492
621	Толуол	0.02044613	0.0000083	0.0002628
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000032	0.0000996
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.000000045	0.0000014

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.000014	0.0004262
415	Углеводороды С1-С5	0.5963	18.8041344
416	Углеводороды С6-С10	0.0124	0.3918388
602	бензол	0.00025	0.0079265
616	Ксилол	0.00006	0.0018711
620	этилбензол	0.000072	0.0022531
621	Толуол	0.0002	0.0061904
1728	Этилмеркаптаны	0.000047	0.0014866
2754	Углеводороды С11-С19	0.00013	0.0041632

№№ ИЗА	***6006***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Уст- 210. Подготовка нефти и воды.***
№№ ИВ		***Наименование источника выделения***	***Неплотности ЗРА и ФС***

Удельные выбросы. **"Протокол оценки утечек из оборудования", EPA-453/R-95-017**, США, 1995 год.	Среда:	ФС, кг/час	Насосы, кг/час	ЗРА, кг/час	Другие соединения (предохранительные клапаны), кг/час
	Жидкая	0.00011	0.013	0.0025	0.0075
	Газовая	0.00039	0.0024	0.0045	0.0088

ТУ		№ ИЗА	№ ИВ	Тип топлива / № потока	Отработанное время (часы/год)	Количество ФС, шт.	Количество насосов*, шт.	Количество ЗРА**, шт.	Количество других соединений (предохранительные клапаны)***, шт.
	ТУ 210 Подготовка нефти и воды.	6006			8760	206	18	136	0
						8340	18	3866	90
						2084	0	4	0
						32	4	12	2

Код ЗВ	**Наименование ЗВ**	**д/т**	**нефть Каламкас**	**Многоком.смесь газов**	**ИЗА № 6006**				
					г/с	**т/г**			
333	Сероводород	0.0028	0.0000	0.0022	0.00010	0.0032			
415	Углеводороды С1-С5	0.0000	13.6742	98.0738	0.2745	8.6568			
416	Углеводороды С6-С10	0.0000	15.6113	1.7629	0.0304	0.9587			
602	бензол	0.0000	0.1172	0.0374	0.0003	0.0092			
616	Ксилол	0.0000	0.5831	0.0027	0.0010	0.0307			
620	этилбензол	0.0000	0.5588	0.0038	0.0009	0.0295			
621	Толуол	0.0000	0.4062	0.0204	0.0007	0.0229			
1728	Этилмеркаптаны	0.0000	0.0000	0.0078	0.00002	0.0006			
2754	Углеводороды С11-С19	0.9972	26.0940	0.0001	0.0754	2.3765			
Всего по источнику:					**0.3833**	**12.0881**			

ИЗА	**0004**	**Уст-120. Резервуары химреагентов**
ИВ	001	Резервуар хранения ингибитора коррозии
	002	Резервуар хранения ингибитора отложений
	003	Резервуар хранения асфальтенов
	004	Резервуар хранения антинакипина
	005	Резервуар хранения противопенной присадки
	006	Резервуар для хранения подпиточного ТЭГ

Расчет выполнен по методике [1].

Исходные данные и расчет эмиссий, г/с

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конструкция	Наимен. вещества	*Максимальные выбросы:* $M_i=0.445*P_{ti}^{max}*X_i*K_p^{max}*K_в*V_ч^{max}/10^2*\Sigma(X_i/m_i)*(273+t_ж^{max})$							
					P_{ti}^{max}	$t_ж^{max}$	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	X_i	$K_в$	m_i	$M_{м.р.}$, г/с
001	UNIT B4-120-TA-101.	121	Вертик.	В том числе:		34	0.92	30	1			

	Резервуар хранения ингибитора коррозии											
				4-Аминофенол	1.1E-04				*0.3*	1	109.13	6E-07
				Изопропиловый спирт	42.58276				*0.05*	1	60.1	0.0379
				Метанол	235.3972				*0.6*	1	32.04	2.5170
				Триалкиламины	181.8382				*0.05*	1	353.67	0.1620
002	UNIT B4-120-ТА-201. Резервуар хранения ингибитора отложений	59	Вертик.	В том числе:		34	0.95	29.2	1			0
				Ксилол	13.84				*0.05*	*1*	*106.17*	0.0297
				Толуол	44.60				*0.35*	*1*	*92.14*	0.6709
				Сольвент нафта	33.27				*0.6*	*1*	*118*	0.8582
003	UNIT B4-120-ТА-301. Резервуар хранения асфальтенов	158	Вертик.	В том числе:		34	0.92	30	1			0.0000
				Ксилол	13.84				*0.05*	*1*	*106.17*	0.0296
				Толуол	44.60				*0.35*	*1*	*92.14*	0.6675
				Сольвент нафта	33.27				*0.6*	*1*	*118*	0.8538
004	UNIT B4-120-ТС-401. Резервуар хранения антинакипина	9	Вертик.	Глицерин	19.13	34	0.95	4.1	0.6	*1*	92.09	0.0994
005	UNIT B4-120-ТС-501. Резервуар хранения противопенной присадки	39.5	Вертик.	Метилизобутилкетон	32.61	34	0.95	19.7	1	*1*	100.16	0.8861
006	UNIT B4-380-ТА-001. Резервуар для хранения подпиточного ТЭГ	45	Вертик.	Триэтиленгликоль	0.0032	34	0.95	25	1	*1*	150.17	0.0002

Исходные данные и расчет эмиссий, т/период

Номер ИВ	Наимен. вещества	$P_t=10^{(A-B/(273+tж))}$, $P_t=10^{(A-B/(C+tж))}$			Годовые выбросы: $G_i=0.16*(P_{ti}^{max}* K_в + P_{ti}^{min})*X_i*K_p^{ср}* K_{об}*B *\Sigma (X_i/\rho_i) / 10^4*\Sigma (X_i/m_i)*(546+t_ж^{max}+t_ж^{min})$						
		A	B	C	p, т/м^3	P_{ti}^{min}	$t_ж^{min}$	$K_p^{ср}$	$K_{об}$	B, т/период	*Мгод, т/период*
001	В том числе:				0.962	1.0000	5	0.64	2.5	962.2424395	
	4-Аминофенол	12.19	4955	-	1.29	2.3E-06					7.1E-08
	Изопропиловый спирт	7.77374	1518.16	213.076	0.798	6.48829					0.0051
	Метанол	8.349	1835	-	0.804	56.01193					0.3618
	Триалкиламины	6.16848	1200	-	0.81	71.11042					0.0262
002	В том числе:				0.817	1.00	20	0.67	2	3268.823589	
	Ксилол	7.3681	1658.23	232.3	0.875	6.25					*0.0156*
	Толуол	6.95334	1343.94	219.38	0.866	21.83					*0.3601*
	Сольвент нафта	7.3807	2110.27	326.2	0.77	19.28					*0.4885*
003	В том числе:				0.817	1.00	5	0.64	2.5	3268.823589	
	Ксилол	7.3681	1658.23	232.3	0.875	2.40					*0.0154*
	Толуол	6.95334	1343.94	219.38	0.866	9.20					*0.3572*
	Сольвент нафта	7.3807	2110.27	326.2	0.77	10.21					*0.4950*
004	Глицерин	8.3077	2157	-	1.185	3.54	5	0.67	2.5	23.70597278	0.0011
005	Метилизобутилкетон	8.059	2009.5	-	0.833	6.76991	5	0.67	2.5	416.6049647	0.0904
006	Триэтиленгликоль	9.6396	3726.2	-	1.173	0.00084	20	0.67	2.5	1372.41	3.2E-05

Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
616	Ксилол	0.0297	0.0309632
621	Толуол	0.6709	0.7173164
1001	4-Аминофенол	0.0000006	7.1E-08
1051	Изопропиловый спирт	0.0379	0.0051
1052	Метанол	2.5170	0.3618
1129	Триэтиленгликоль	0.0002	0.00003
1408	Метилизобутилкетон	0.8861	0.0904
1860	Триалкиламины	0.1620	0.0262
2750	Сольвент нафта	0.8582	0.9834
2853	Глицерин	0.0994	0.0011

ИЗА	6007	Уст-120. Система распределения химреагентов
ИВ	001 - 003	Подача ингибитора коррозии
	004 - 006	Подача ингибитора отложений
	007 - 009	Подача ингибитора асфальтенов
	010 - 012	Подача антинакипина
	013 - 015	Подача противопенной присадки

Расчет выполнен по методике [3].

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы с двойным торцевым уплотнением	Ингибитор коррозии	4	8760	0.00325	0.0036	0.1139
002	Запорно-регулирующая арматура	Ингибитор коррозии	42	8760	0.0025	0.0292	0.9198
003	Фланцевые соединения	Ингибитор коррозии	70	8760	0.00011	0.0021	0.0675
		ИТОГО:					
	Cortron RN-576	Ингибитор коррозии	116	8760	-	0.0349	1.1011

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
616	Ксилол	0		
621	Толуол	0		
1001	4-Аминофенол	30	0.0105	0.3303
1051	Изопропиловый спирт	5	0.0017	0.0551
1052	Метанол	60	0.0210	0.6607
1408	Метилизобутилкетон	0		
1860	Триалкиламины	5	0.0017	0.0551
2750	Сольвент нафта	0		
2853	Глицерин	0		

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
004	Насосы с двойным торцевым уплотнением	Ингибитор отложений	3	8760	0.00325	0.0027	0.0854
005	Запорно-регулирующая арматура	Ингибитор отложений	18	8760	0.0025	0.0125	0.3942
006	Фланцевые соединения	Ингибитор отложений	51	8760	0.00011	0.0016	0.0491
		ИТОГО:					
	Flotron D-1367	Ингибитор отложений	72	8760	-	0.0168	0.5288

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
616	Ксилол	5	0.0008	0.0264
621	Толуол	35	0.0059	0.1851
1001	4-Аминофенол	0		
1051	Изопропиловый спирт	0		
1052	Метанол	0		
1408	Метилизобутилкетон	0		
1860	Триалкиламины	0		
2750	Сольвент нафта	60	0.0101	0.3173
2853	Глицерин	0		

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
007	Насосы с двойным торцевым уплотнением	Ингибитор асфальтенов	2	8760	0.00325	0.0018	0.0569
008	Запорно-регулирующая арматура	Ингибитор асфальтенов	24	8760	0.0025	0.0167	0.5256
009	Фланцевые соединения	Ингибитор асфальтенов	49	8760	0.00011	0.0015	0.0472
		ИТОГО:					
	Flotron D-1367	Ингибитор асфальтенов	75	8760	-	0.0200	0.6298

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
616	Ксилол	5	0.0010	0.0315
621	Толуол	35	0.0070	0.2204
1001	4-Аминофенол	0		

1051	Изопропиловый спирт	0			
1052	Метанол	0			
1408	Метилизобутилкетон	0			
1860	Триалкиламины	0			
2750	Сольвент нафта	60	0.0120		0.3779
2853	Глицерин	0			

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
010	Насосы с двойным торцевым уплотнением	Антинакипин	3	8760	0.00325	0.0027	0.0854
011	Запорно-регулирующая арматура	Антинакипин	2	8760	0.0025	0.0014	0.0438
012	Фланцевые соединения	Антинакипин	15	8760	0.00011	0.0005	0.0145
ИТОГО:							
	Gyptron SA-4016	Антинакипин	20	8760	-	0.0046	0.1437

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
616	Ксилол	0		
621	Толуол	0		
1001	4-Аминофенол	0		
1051	Изопропиловый спирт	0		
1052	Метанол	0		
1408	Метилизобутилкетон	0		
1860	Триалкиламины	0		
2750	Сольвент нафта	0		
2853	Глицерин	60	0.0027	0.0862

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
013	Насосы с двойным торцевым уплотнением	Противопенная присадка	5	8760	0.00325	0.0045	0.1424
014	Запорно-регулирующая арматура	Противопенная присадка	21	8760	0.0025	0.0146	0.4599
015	Фланцевые соединения	Противопенная присадка	78	8760	0.00011	0.0024	0.0752
ИТОГО:							
	Defoamer V-149	Противопенная присадка	104	8760	-	0.0215	0.6774

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
616	Ксилол	0		
621	Толуол	0		
1001	4-Аминофенол	0		
1051	Изопропиловый спирт	0		
1052	Метанол	0		
1408	Метилизобутилкетон	100	0.0215	0.6774
1860	Триалкиламины	0		
2750	Сольвент нафта	0		
2853	Глицерин	0		

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
616	Ксилол	0.0018	0.0579
621	Толуол	0.0129	0.4055
1001	4-Аминофенол	0.0105	0.3303
1051	Изопропиловый спирт	0.0017	0.0551
1052	Метанол	0.0210	0.6607
1408	Метилизобутилкетон	0.0215	0.6774
1860	Триалкиламины	0.0017	0.0551
2750	Сольвент нафта	0.0221	0.6951
2853	Глицерин	0.0027	0.0862

ИЗА	**0005**	**Уст-360. Система компримирования ГМИ (л. 200)**
ИВ	001 - 002	1-ая ступень. Входной сепаратор и Компрессор ГМИ
	003 - 004	1-ая ступень. Концевые холодильники

	005 - 006	2-ая ступень. Входной сепаратор
	007 - 008	2-ая ступень. Компрессор ГМИ
	009 - 010	2-ая ступень. Концевой холодильник
	011 - 012	2-ая ступень. Выходной сепаратор
	013 - 015	Система конденсата НД
	016 - 018	Система уплотнительного топливного газа компрессоров

Расчет выполнен по методике [3].

1-ая ступень. Входной сепаратор и Компрессор ГМИ

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	75	8760	0.0045	0.09375	2.9565
002	Фланцевые соединения	газовая смесь	60	8760	0.00039	0.0065	0.204984
ИТОГО:							
		газовая смесь	135	8760	-	0.10025	3.161484

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.0899	2.8353843
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.005	0.1563801
602	бензол	0.09245765	0.000093	0.002923
616	Ксилол	0.049103	0.000049	0.0015524
620	этилбензол	0.05647102	0.000057	0.0017853
621	Толуол	0.11103636	0.00011	0.0035104
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	0.07472007	0.000075	0.0023623

1-ая ступень. Концевые холодильники

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	110	8760	0.0045	0.1375	4.3362
004	Фланцевые соединения	газовая смесь	55	8760	0.00039	0.00595833	0.187902
ИТОГО:							
		газовая смесь	165	8760	-	0.14345833	4.524102

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.1287	4.0574514
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.0071	0.2237808
602	бензол	0.09245765	0.00013	0.0041829
616	Ксилол	0.049103	0.00007	0.0022215
620	этилбензол	0.05647102	0.000081	0.0025548
621	Толуол	0.11103636	0.00016	0.0050234
1728	Этилмеркаптаны			
2754	Углеводороды С11-С19	0.07472007	0.00011	0.0033804

2-ая ступень. Входной сепаратор

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
005	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	50	8760	0.0045	0.0625	1.971
006	Фланцевые соединения	газовая смесь	55	8760	0.00039	0.00595833	0.187902
ИТОГО:							
		газовая смесь	105	8760	-	0.06845833	2.158902

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.0614	1.9362163
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.0034	0.1067882
602	бензол	0.09245765	0.000063	0.0019961
616	Ксилол	0.049103	0.000034	0.0010601
620	этилбензол	0.05647102	0.000039	0.0012192
621	Толуол	0.11103636	0.000076	0.0023972
1728	Этилмеркаптаны			
2754	Углеводороды С11-С19	0.07472007	0.000051	0.0016131

2-ая ступень. Компрессор ГМИ

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
007	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	55	8760	0.0045	0.06875	2.1681
008	Фланцевые соединения	газовая смесь	30	8760	0.00039	0.00325	0.102492
ИТОГО:							
		газовая смесь	85	8760	-	0.072	2.270592

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.0646	2.0363857
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.0036	0.1123129
602	бензол	0.09245765	0.000067	0.0020993
616	Ксилол	0.049103	0.000035	0.0011149
620	этилбензол	0.05647102	0.000041	0.0012822
621	Толуол	0.11103636	0.00008	0.0025212
1728	Этилмеркаптаны			
2754	Углеводороды С11-С19	0.07472007	0.000054	0.0016966

2-ая ступень. Концевой холодильник

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
009	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	5	8760	0.0045	0.00625	0.1971
010	Фланцевые соединения	газовая смесь	35	8760	0.00039	0.00379167	0.119574
ИТОГО:							
		газовая смесь	40	8760	-	0.01004167	0.316674

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.009	0.2840098
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.0005	0.015664
602	бензол	0.09245765	0.0000093	0.0002928
616	Ксилол	0.049103	0.0000049	0.0001555
620	этилбензол	0.05647102	0.0000057	0.0001788
621	Толуол	0.11103636	0.000011	0.0003516
1728	Этилмеркаптаны			
2754	Углеводороды С11-С19	0.07472007	0.0000075	0.0002366

2-ая ступень. Выходной сепаратор

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
011	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	60	8760	0.0045	0.075	2.3652
012	Фланцевые соединения	газовая смесь	55	8760	0.00039	0.00595833	0.187902
ИТОГО:							
		газовая смесь	115	8760	-	0.08095833	2.553102

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.0726	2.2897555
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.004	0.126287
602	бензол	0.09245765	0.000075	0.0023605
616	Ксилол	0.049103	0.00004	0.0012536
620	этилбензол	0.05647102	0.000046	0.0014418
621	Толуол	0.11103636	0.00009	0.0028349
1728	Этилмеркаптаны			
2754	Углеводороды С11-С19	0.07472007	0.00006	0.0019077

Система конденсата НД

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период

013	Насосы с двойным торцевым уплотнением	нефть Каламкас	5	8760	0.013	0.01805556	0.5694
014	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	65	8760	0.0025	0.04513889	1.4235
015	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	50	8760	0.00011	0.00152778	0.04818
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	120	8760	-	0.06472222	2.04108

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	13.6742496	0.0089	0.2791024
416	Углеводороды С6-С10	15.6113499	0.0101	0.3186401
602	бензол	0.11717516	0.000076	0.0023916
616	Ксилол	0.58307221	0.00038	0.011901
620	этилбензол	0.55880642	0.00036	0.0114057
621	Толуол	0.40615953	0.00026	0.00829
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940072	0.0169	0.5325996

Система уплотнительного топливного газа компрессоров

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
016	Предохранительные клапана	Многоком.смесь газов	5	8760	0.0088	0.01222222	0.38544
017	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	150	8760	0.0045	0.1875	5.913
018	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	115	8760	0.00039	0.01245833	0.392886
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	270	8760	-	0.21218056	6.691326

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.0000047	0.0001487
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.2081	6.5624389
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0037	0.1179612
602	бензол	0.03737285	0.000079	0.0025007
616	Ксилол	0.0026801	0.0000057	0.0001793
620	этилбензол	0.00382598	0.0000081	0.000256
621	Толуол	0.02044613	0.000043	0.0013681
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.000016	0.0005188
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.00000023	0.0000074

1-ая ступень. Входной сепаратор и Компрессор ГМИ

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	75	8760	0.0045	0.09375	2.9565
002	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	60	8760	0.00039	0.0065	0.204984
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	135	8760	-	0.10025	3.161484

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.0000022	0.0000703
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.0983	3.1005881
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0018	0.0557337
602	бензол	0.03737285	0.000037	0.0011815
616	Ксилол	0.0026801	0.0000027	0.0000847
620	этилбензол	0.00382598	0.0000038	0.000121
621	Толуол	0.02044613	0.00002	0.0006464
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000078	0.0002451
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.00000011	0.0000035

1-ая ступень. Концевые холодильники							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	110	8760	0.0045	0.1375	4.3362
004	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	55	8760	0.00039	0.00595833	0.187902
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	165	8760	-	0.14345833	4.524102
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0.00222293	0.0000032		0.0001006	
415	Углеводороды С1-С5		98.0738177	0.1407		4.4369595	
416	Углеводороды С6-С10		1.76289752	0.0025		0.0797553	
602	бензол		0.03737285	0.000054		0.0016908	
616	Ксилол		0.0026801	0.0000038		0.0001213	
620	этилбензол		0.00382598	0.0000055		0.0001731	
621	Толуол		0.02044613	0.000029		0.000925	
1728	Этилмеркаптаны		0.0077537	0.000011		0.0003508	
2754	Углеводороды С11-С19		0.00011007	0.00000016		0.000005	
2-ая ступень. Входной сепаратор							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
005	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	50	8760	0.0045	0.0625	1.971
006	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	55	8760	0.00039	0.00595833	0.187902
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	105	8760	-	0.06845833	2.158902
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0.00222293	0.0000015		0.000048	
415	Углеводороды С1-С5		98.0738177	0.0671		2.1173176	
416	Углеводороды С6-С10		1.76289752	0.0012		0.0380592	
602	бензол		0.03737285	0.000026		0.0008068	
616	Ксилол		0.0026801	0.0000018		0.0000579	
620	этилбензол		0.00382598	0.0000026		0.0000826	
621	Толуол		0.02044613	0.000014		0.0004414	
1728	Этилмеркаптаны		0.0077537	0.0000053		0.0001674	
2754	Углеводороды С11-С19		0.00011007	0.000000075		0.0000024	
2-ая ступень. Компрессор ГМИ							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
007	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	55	8760	0.0045	0.06875	2.1681
008	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	30	8760	0.00039	0.00325	0.102492
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	85	8760	-	0.072	2.270592
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0.00222293	0.0000016		0.0000505	
415	Углеводороды С1-С5		98.0738177	0.0706		2.2268563	
416	Углеводороды С6-С10		1.76289752	0.0013		0.0400282	
602	бензол		0.03737285	0.000027		0.0008486	
616	Ксилол		0.0026801	0.0000019		0.0000609	
620	этилбензол		0.00382598	0.0000028		0.0000869	
621	Толуол		0.02044613	0.000015		0.0004642	

1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000056	0.0001761	
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.000000079	0.0000025	

2-ая ступень. Концевой холодильник

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
009	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	5	8760	0.0045	0.00625	0.1971
010	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	35	8760	0.00039	0.00379167	0.119574
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	40	8760	-	0.01004167	0.316674

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.00000022	0.000007
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.0098	0.3105743
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.00018	0.0055826
602	бензол	0.03737285	0.0000038	0.0001184
616	Ксилол	0.0026801	0.00000027	0.0000085
620	этилбензол	0.00382598	0.00000038	0.0000121
621	Толуол	0.02044613	0.0000021	0.0000647
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.00000078	0.0000246
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.000000011	0.00000035

2-ая ступень. Выходной сепаратор

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
011	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	60	8760	0.0045	0.075	2.3652
012	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	55	8760	0.00039	0.00595833	0.187902
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	115	8760	-	0.08095833	2.553102

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.0000018	0.0000568
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.0794	2.5039246
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0014	0.0450086
602	бензол	0.03737285	0.00003	0.0009542
616	Ксилол	0.0026801	0.0000022	0.0000684
620	этилбензол	0.00382598	0.0000031	0.0000977
621	Толуол	0.02044613	0.000017	0.000522
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000063	0.000198
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.000000089	0.0000028

Система конденсата НД

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
013	Насосы с двойным торцевым уплотнением	Дизельное топливо	5	8760	0.00325	0.00451389	0.14235
014	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	65	8760	0.0025	0.04513889	1.4235
015	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	50	8760	0.00011	0.00152778	0.04818
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	120	8760	-	0.05118056	1.61403

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.00014	0.0045193
415	Углеводороды С1-С5			
416	Углеводороды С6-С10			

602	бензол			
616	Ксилол			
620	этилбензол			
621	Толуол			
1728	Этилмеркаптаны			
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.051	1.6095107

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.00016	0.0048525
415	Углеводороды С1-С5	0.674	20.2807443
416	Углеводороды С6-С10	0.0374	1.1778143
602	бензол	0.00059	0.0187469
616	Ксилол	0.00062	0.0194383
620	этилбензол	0.00064	0.0201238
621	Толуол	0.00083	0.0262968
1728	Этилмеркаптаны	0.000053	0.001162
2754	Углеводороды С11-С19	0.051	1.6095273

ИЗА	**0006**	**Уст-360. Система компримирования ГМИ (л. 100)**
ИВ	001 - 002	1-ая ступень. Входной сепаратор и Компрессор ГМИ
	003 - 004	1-ая ступень. Концевые холодильники
	005 - 006	2-ая ступень. Входной сепаратор
	007 - 008	2-ая ступень. Компрессор ГМИ
	009 - 010	2-ая ступень. Концевой холодильник
	011 - 012	2-ая ступень. Выходной сепаратор
	013 - 015	Система конденсата НД
	016 - 018	Система уплотнительного топливного газа компрессоров

Расчет выполнен по методике [3].

1-ая ступень. Входной сепаратор и Компрессор ГМИ

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	75	8760	0.0045	0.09375	2.9565
002	Фланцевые соединения	газовая смесь	60	8760	0.00039	0.0065	0.204984
ИТОГО:							
		газовая смесь	135	8760	-	0.10025	3.161484

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.0899	2.8353843
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.005	0.1563801
602	бензол	0.09245765	0.000093	0.002923
616	Ксилол	0.049103	0.000049	0.0015524
620	этилбензол	0.05647102	0.000057	0.0017853
621	Толуол	0.11103636	0.00011	0.0035104
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	0.07472007	0.000075	0.0023623

1-ая ступень. Концевые холодильники

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	110	8760	0.0045	0.1375	4.3362
004	Фланцевые соединения	газовая смесь	55	8760	0.00039	0.00595833	0.187902
ИТОГО:							
		газовая смесь	165	8760	-	0.14345833	4.524102

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.1287	4.0574514
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.0071	0.2237808
602	бензол	0.09245765	0.00013	0.0041829
616	Ксилол	0.049103	0.00007	0.0022215
620	этилбензол	0.05647102	0.000081	0.0025548
621	Толуол	0.11103636	0.00016	0.0050234
1728	Этилмеркаптаны			

2754	Углеводороды С11-С19		0.07472007	0.00011		0.0033804	
2-ая ступень. Входной сепаратор							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
005	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	50	8760	0.0045	0.0625	1.971
006	Фланцевые соединения	газовая смесь	55	8760	0.00039	0.00595833	0.187902
ИТОГО:							
		газовая смесь	105	8760	-	0.06845833	2.158902
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0				
415	Углеводороды С1-С5		89.6852334	0.0614		1.9362163	
416	Углеводороды С6-С10		4.94641346	0.0034		0.1067882	
602	бензол		0.09245765	0.000063		0.0019961	
616	Ксилол		0.049103	0.000034		0.0010601	
620	этилбензол		0.05647102	0.000039		0.0012192	
621	Толуол		0.11103636	0.000076		0.0023972	
1728	Этилмеркаптаны						
2754	Углеводороды С11-С19		0.07472007	0.000051		0.0016131	
2-ая ступень. Компрессор ГМИ							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
007	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	55	8760	0.0045	0.06875	2.1681
008	Фланцевые соединения	газовая смесь	30	8760	0.00039	0.00325	0.102492
ИТОГО:							
		газовая смесь	85	8760	-	0.072	2.270592
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0				
415	Углеводороды С1-С5		89.6852334	0.0646		2.0363857	
416	Углеводороды С6-С10		4.94641346	0.0036		0.1123129	
602	бензол		0.09245765	0.000067		0.0020993	
616	Ксилол		0.049103	0.000035		0.0011149	
620	этилбензол		0.05647102	0.000041		0.0012822	
621	Толуол		0.11103636	0.00008		0.0025212	
1728	Этилмеркаптаны						
2754	Углеводороды С11-С19		0.07472007	0.000054		0.0016966	
2-ая ступень. Концевой холодильник							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
009	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	5	8760	0.0045	0.00625	0.1971
010	Фланцевые соединения	газовая смесь	35	8760	0.00039	0.00379167	0.119574
ИТОГО:							
		газовая смесь	40	8760	-	0.01004167	0.316674
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0				
415	Углеводороды С1-С5		89.6852334	0.009		0.2840098	
416	Углеводороды С6-С10		4.94641346	0.0005		0.015664	
602	бензол		0.09245765	0.0000093		0.0002928	
616	Ксилол		0.049103	0.0000049		0.0001555	
620	этилбензол		0.05647102	0.0000057		0.0001788	
621	Толуол		0.11103636	0.000011		0.0003516	
1728	Этилмеркаптаны						
2754	Углеводороды С11-С19		0.07472007	0.0000075		0.0002366	
2-ая ступень. Выходной сепаратор							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период

011	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	60	8760	0.0045	0.075	2.3652
012	Фланцевые соединения	газовая смесь	55	8760	0.00039	0.00595833	0.187902
ИТОГО:							
		газовая смесь	115	8760	-	0.08095833	2.553102

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.0726	2.2897555
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.004	0.126287
602	бензол	0.09245765	0.000075	0.0023605
616	Ксилол	0.049103	0.00004	0.0012536
620	этилбензол	0.05647102	0.000046	0.0014418
621	Толуол	0.11103636	0.00009	0.0028349
1728	Этилмеркаптаны			
2754	Углеводороды С11-С19	0.07472007	0.00006	0.0019077

Система конденсата НД

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
013	Насосы с двойным торцевым уплотнением	нефть Каламкас	5	8760	0.013	0.01805556	0.5694
014	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	65	8760	0.0025	0.04513889	1.4235
015	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	50	8760	0.00011	0.00152778	0.04818
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	120	8760	-	0.06472222	2.04108

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	13.6742496	0.0089	0.2791024
416	Углеводороды С6-С10	15.6113499	0.0101	0.3186401
602	бензол	0.11717516	0.000076	0.0023916
616	Ксилол	0.58307221	0.00038	0.011901
620	этилбензол	0.55880642	0.00036	0.0114057
621	Толуол	0.40615953	0.00026	0.00829
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940072	0.0169	0.5325996

Система уплотнительного топливного газа компрессоров

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
016	Предохранительные клапана	Многоком.смесь газов	5	8760	0.0088	0.01222222	0.38544
017	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	150	8760	0.0045	0.1875	5.913
018	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	115	8760	0.00039	0.01245833	0.392886
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	270	8760	-	0.21218056	6.691326

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.0000047	0.0001487
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.2081	6.5624389
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0037	0.1179612
602	бензол	0.03737285	0.000079	0.0025007
616	Ксилол	0.0026801	0.0000057	0.0001793
620	этилбензол	0.00382598	0.0000081	0.000256
621	Толуол	0.02044613	0.000043	0.0013681
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.000016	0.0005188
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.00000023	0.0000074

1-ая ступень. Входной сепаратор и Компрессор ГМИ

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу

				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	75	8760	0.0045	0.09375	2.9565
002	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	60	8760	0.00039	0.0065	0.204984
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	135	8760	-	0.10025	3.161484

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.0000022	0.0000703
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.0983	3.1005881
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0018	0.0557337
602	бензол	0.03737285	0.000037	0.0011815
616	Ксилол	0.0026801	0.0000027	0.0000847
620	этилбензол	0.00382598	0.0000038	0.000121
621	Толуол	0.02044613	0.00002	0.0006464
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000078	0.0002451
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.00000011	0.0000035

1-ая ступень. Концевые холодильники

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	110	8760	0.0045	0.1375	4.3362
004	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	55	8760	0.00039	0.00595833	0.187902
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	165	8760	-	0.14345833	4.524102

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.0000032	0.0001006
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.1407	4.4369595
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0025	0.0797553
602	бензол	0.03737285	0.000054	0.0016908
616	Ксилол	0.0026801	0.0000038	0.0001213
620	этилбензол	0.00382598	0.0000055	0.0001731
621	Толуол	0.02044613	0.000029	0.000925
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.000011	0.0003508
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.00000016	0.000005

2-ая ступень. Входной сепаратор

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
005	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	50	8760	0.0045	0.0625	1.971
006	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	55	8760	0.00039	0.00595833	0.187902
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	105	8760	-	0.06845833	2.158902

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.0000015	0.000048
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.0671	2.1173176
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0012	0.0380592
602	бензол	0.03737285	0.000026	0.0008068
616	Ксилол	0.0026801	0.0000018	0.0000579
620	этилбензол	0.00382598	0.0000026	0.0000826
621	Толуол	0.02044613	0.000014	0.0004414
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000053	0.0001674
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.000000075	0.0000024

2-ая ступень. Компрессор ГМИ							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
007	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	55	8760	0.0045	0.06875	2.1681
008	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	30	8760	0.00039	0.00325	0.102492
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	85	8760	-	0.072	2.270592
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0.00222293	0.0000016		0.0000505	
415	Углеводороды С1-С5		98.0738177	0.0706		2.2268563	
416	Углеводороды С6-С10		1.76289752	0.0013		0.0400282	
602	бензол		0.03737285	0.000027		0.0008486	
616	Ксилол		0.0026801	0.0000019		0.0000609	
620	этилбензол		0.00382598	0.0000028		0.0000869	
621	Толуол		0.02044613	0.000015		0.0004642	
1728	Этилмеркаптаны		0.0077537	0.0000056		0.0001761	
2754	Углеводороды С11-С19		0.00011007	0.000000079		0.0000025	

2-ая ступень. Концевой холодильник							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
009	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	5	8760	0.0045	0.00625	0.1971
010	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	35	8760	0.00039	0.00379167	0.119574
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	40	8760	-	0.01004167	0.316674
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0.00222293	0.00000022		0.000007	
415	Углеводороды С1-С5		98.0738177	0.0098		0.3105743	
416	Углеводороды С6-С10		1.76289752	0.00018		0.0055826	
602	бензол		0.03737285	0.0000038		0.0001184	
616	Ксилол		0.0026801	0.00000027		0.0000085	
620	этилбензол		0.00382598	0.00000038		0.0000121	
621	Толуол		0.02044613	0.0000021		0.0000647	
1728	Этилмеркаптаны		0.0077537	0.00000078		0.0000246	
2754	Углеводороды С11-С19		0.00011007	0.000000011		0.00000035	

2-ая ступень. Выходной сепаратор							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
011	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	60	8760	0.0045	0.075	2.3652
012	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	55	8760	0.00039	0.00595833	0.187902
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	115	8760	-	0.08095833	2.553102
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0.00222293	0.0000018		0.0000568	
415	Углеводороды С1-С5		98.0738177	0.0794		2.5039246	
416	Углеводороды С6-С10		1.76289752	0.0014		0.0450086	
602	бензол		0.03737285	0.00003		0.0009542	
616	Ксилол		0.0026801	0.0000022		0.0000684	
620	этилбензол		0.00382598	0.0000031		0.0000977	
621	Толуол		0.02044613	0.000017		0.000522	

1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000063	0.000198	
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.000000089	0.0000028	

Система конденсата НД

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
013	Насосы с двойным торцевым уплотнением	Дизельное топливо	5	8760	0.00325	0.00451389	0.14235
014	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	65	8760	0.0025	0.04513889	1.4235
015	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	50	8760	0.00011	0.00152778	0.04818
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	120	8760	-	0.05118056	1.61403

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.00014	0.0045193
415	Углеводороды С1-С5			
416	Углеводороды С6-С10			
602	бензол			
616	Ксилол			
620	этилбензол			
621	Толуол			
1728	Этилмеркаптаны			
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.051	1.6095107

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.00016	0.0048525
415	Углеводороды С1-С5	0.674	20.2807443
416	Углеводороды С6-С10	0.0374	1.1778143
602	бензол	0.00059	0.0187469
616	Ксилол	0.00062	0.0194383
620	этилбензол	0.00064	0.0201238
621	Толуол	0.00083	0.0262968
1728	Этилмеркаптаны	0.000053	0.001162
2754	Углеводороды С11-С19	0.051	1.6095273

ИЗА	**6008**	**Уст-220. Рециркуляционный насос некондиционной нефти**
ИВ	001 - 003	Насос некондиционной нефти

Расчет выполнен по методике [3].

Насос некондиционной нефти

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы с двойным торцевым уплотнением	нефть Каламкас	1	8760	0.013	0.00361111	0.11388
002	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	100	8760	0.0025	0.06944444	2.19
003	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	50	8760	0.00011	0.00152778	0.04818
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	151	8760	-	0.07458333	2.35206

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	13.6742496	0.0102	0.3216266
416	Углеводороды С6-С10	15.6113499	0.0116	0.3671883
602	бензол	0.11717516	0.000087	0.002756
616	Ксилол	0.58307221	0.00043	0.0137142
620	этилбензол	0.55880642	0.00042	0.0131435
621	Толуол	0.40615953	0.0003	0.0095531
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940072	0.0195	0.6137467

Насос некондиционной нефти

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы с двойным торцевым уплотнением	Дизельное топливо	1	8760	0.00325	0.00090278	0.02847
002	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	100	8760	0.0025	0.06944444	2.19
003	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	50	8760	0.00011	0.00152778	0.04818
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	151	8760	-	0.071875	2.26665

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.0002	0.0063466
415	Углеводороды С1-С5			
416	Углеводороды С6-С10			
602	бензол			
616	Ксилол			
620	этилбензол			
621	Толуол			
1728	Этилмеркаптаны			
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.0717	2.2603034

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.0002	0.0063466
415	Углеводороды С1-С5	0.0102	0.3216266
416	Углеводороды С6-С10	0.0116	0.3671883
602	бензол	0.000087	0.002756
616	Ксилол	0.00043	0.0137142
620	этилбензол	0.00042	0.0131435
621	Толуол	0.0003	0.0095531
2754	Углеводороды С11-С19	0.0717	2.2603034

ИЗА	**6009**	**Уст-220. Насосы экспортной отгрузки нефти**
ИВ	001 - 003	Насосы экспортной отгрузки нефти

Расчет выполнен по методике [3].

Насосы экспортной отгрузки нефти

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы с двойным торцевым уплотнением	нефть Каламкас	3	8760	0.013	0.01083333	0.34164
002	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	80	8760	0.0025	0.05555556	1.752
003	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	85	8760	0.00011	0.00259722	0.081906
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	168	8760	-	0.06898611	2.175546

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	13.6742496	0.0094	0.2974896
416	Углеводороды С6-С10	15.6113499	0.0108	0.3396321
602	бензол	0.11717516	0.000081	0.0025492
616	Ксилол	0.58307221	0.0004	0.012685
620	этилбензол	0.55880642	0.00039	0.0121571
621	Толуол	0.40615953	0.00028	0.0088362
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940072	0.018	0.5676871

Насосы экспортной отгрузки нефти

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы с двойным торцевым уплотнением	Дизельное топливо	3	8760	0.00325	0.00270833	0.08541

002	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	80	8760	0.0025	0.05555556	1.752
003	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	85	8760	0.00011	0.00259722	0.081906
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	168	8760	-	0.06086111	1.919316

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.00017	0.0053741
415	Углеводороды С1-С5			
416	Углеводороды С6-С10			
602	бензол			
616	Ксилол			
620	этилбензол			
621	Толуол			
1728	Этилмеркаптаны			
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.0607	1.9139419

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.00017	0.0053741
415	Углеводороды С1-С5	0.0094	0.2974896
416	Углеводороды С6-С10	0.0108	0.3396321
602	бензол	0.000081	0.0025492
616	Ксилол	0.0004	0.012685
620	этилбензол	0.00039	0.0121571
621	Толуол	0.00028	0.0088362
2754	Углеводороды С11-С19	0.0607	1.9139419

ИЗА	**6009**	**Уст-220. Насосы экспортной отгрузки нефти**
ИВ	004 - 006	Система подачи смазочного масла

Расчет выполнен по методике [3].

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
004	Насосы	смазочное масло	3	8760	0.000032	8.9E-06	0.0008
005	Запорно-регулирующая арматура	смазочное масло	40	8760	0.0000084	2.3E-06	0.0029
006	Фланцевые соединения	смазочное масло	70	8760	0.00000039	1.1E-07	0.0002
ИТОГО:							
	масло минеральное	смазочное масло	113	8760	-	1.1E-05	0.0040

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
2735	Масло минеральное	100	0.00001	0.0040

ИЗА	**6010**	**Уст-230. Факельная система**
ИВ	001 - 003	Система дренажной жидкости
	004 - 005	Система газовой смеси

Расчет выполнен по методике [3].

Система дренажной жидкости

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы с двойным торцевым уплотнением	нефть Каламкас	8	8760	0.013	0.02888889	0.91104
002	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	220	8760	0.0025	0.15277778	4.818
003	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	240	8760	0.00011	0.00733333	0.231264
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	468	8760	-	0.189	5.960304

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	13.6742496	0.0258	0.8150268
416	Углеводороды С6-С10	15.6113499	0.0295	0.9304839

602	бензол		0.11717516	0.00022		0.006984	
616	Ксилол		0.58307221	0.0011		0.0347529	
620	этилбензол		0.55880642	0.0011		0.0333066	
621	Толуол		0.40615953	0.00077		0.0242083	
1728	Этилмеркаптаны		0				
2754	Углеводороды С11-С19		26.0940072	0.0493		1.5552822	
Система газовой смеси							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
004	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	150	8760	0.0045	0.1875	5.913
005	Фланцевые соединения	газовая смесь	220	8760	0.00039	0.02383333	0.751608
ИТОГО:							
		газовая смесь	370	8760	-	0.21133333	6.664608
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0				
415	Углеводороды С1-С5		89.6852334	0.1895		5.9771692	
416	Углеводороды С6-С10		4.94641346	0.0105		0.3296591	
602	бензол		0.09245765	0.0002		0.0061619	
616	Ксилол		0.049103	0.0001		0.0032725	
620	этилбензол		0.05647102	0.00012		0.0037636	
621	Толуол		0.11103636	0.00023		0.0074001	
1728	Этилмеркаптаны		0				
2754	Углеводороды С11-С19		0.07472007	0.00016		0.0049798	
Система дренажной жидкости							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы с двойным торцевым уплотнением	Дизельное топливо	8	8760	0.013	0.02888889	0.91104
002	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	220	8760	0.0025	0.15277778	4.818
003	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	240	8760	0.00011	0.00733333	0.231264
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	468	8760	-	0.189	5.960304
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0.28	0.00053		0.0166889	
415	Углеводороды С1-С5		0				
416	Углеводороды С6-С10		0				
602	бензол		0				
616	Ксилол		0				
620	этилбензол		0				
621	Толуол		0				
1728	Этилмеркаптаны		0				
2754	Углеводороды С11-С19		99.72	0.1885		5.9436151	
Система газовой смеси							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
004	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	150	8760	0.0045	0.1875	5.913
005	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	220	8760	0.00039	0.02383333	0.751608
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	370	8760	-	0.21133333	6.664608
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока	Выбросы, всего			
			мас. %	г/с		т/период	
333	Сероводород		0.00222293	0.0000047		0.0001481	
415	Углеводороды С1-С5		98.0738177	0.2073		6.5362355	
416	Углеводороды С6-С10		1.76289752	0.0037		0.1174902	
602	бензол		0.03737285	0.000079		0.0024908	

616	Ксилол	0.0026801	0.0000057	0.0001786
620	этилбензол	0.00382598	0.0000081	0.000255
621	Толуол	0.02044613	0.000043	0.0013627
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.000016	0.0005168
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.00000023	0.0000073

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.00053	0.016837
415	Углеводороды С1-С5	0.2153	6.792196
416	Углеводороды С6-С10	0.04	1.260143
602	бензол	0.00042	0.0131459
616	Ксилол	0.0012	0.0380254
620	этилбензол	0.0012	0.0370702
621	Толуол	0.001	0.0316084
1728	Этилмеркаптаны	0.000016	0.0005168
2754	Углеводороды С11-С19	0.1885	5.9436224

ИЗА	**6011**	**Уст-310. Система дегидратации газа (л. 100)**
ИВ	001 - 002	Входной сепаратор колонны дегидратации газа
	003 - 004	Колонна дегидратации
	005 - 006	Охладитель регенерированного гликоля/сухого газа

Расчет выполнен по методике [3].

Входной сепаратор колонны дегидратации газа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	85	8760	0.0045	0.10625	3.3507
002	Фланцевые соединения	газовая смесь	110	8760	0.00039	0.01191667	0.375804
ИТОГО:							
		газовая смесь	195	8760	-	0.11816667	3.726504

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.106	3.3421238
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.0058	0.1843283
602	бензол	0.09245765	0.00011	0.0034454
616	Ксилол	0.049103	0.000058	0.0018298
620	этилбензол	0.05647102	0.000067	0.0021044
621	Толуол	0.11103636	0.00013	0.0041378
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	0.07472007	0.000088	0.0027844

Колонна дегидратации

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	70	8760	0.0045	0.0875	2.7594
004	Фланцевые соединения	газовая смесь	75	8760	0.00039	0.008125	0.25623
ИТОГО:							
		газовая смесь	145	8760	-	0.095625	3.01563

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.0858	2.7045748
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.0047	0.1491655
602	бензол	0.09245765	0.000088	0.0027882
616	Ксилол	0.049103	0.000047	0.0014808
620	этилбензол	0.05647102	0.000054	0.001703
621	Толуол	0.11103636	0.00011	0.0033484
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	0.07472007	0.000071	0.0022533

Охладитель регенерированного гликоля/сухого газа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
005	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	25	8760	0.0045	0.03125	0.9855
006	Фланцевые соединения	газовая смесь	25	8760	0.00039	0.00270833	0.08541
ИТОГО:							
		газовая смесь	50	8760	-	0.03395833	1.07091

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.0305	0.9604481
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.0017	0.0529716
602	бензол	0.09245765	0.000031	0.0009901
616	Ксилол	0.049103	0.000017	0.0005258
620	этилбензол	0.05647102	0.000019	0.0006048
621	Толуол	0.11103636	0.000038	0.0011891
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	0.07472007	0.000025	0.0008002

Входной сепаратор колонны дегидратации газа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	85	8760	0.0045	0.10625	3.3507
002	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	110	8760	0.00039	0.01191667	0.375804
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	195	8760	-	0.11816667	3.726504

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.0000026	0.0000828
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.1159	3.6547247
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0021	0.0656944
602	бензол	0.03737285	0.000044	0.0013927
616	Ксилол	0.0026801	0.0000032	0.0000999
620	этилбензол	0.00382598	0.0000045	0.0001426
621	Толуол	0.02044613	0.000024	0.0007619
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000092	0.0002889
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.00000013	0.0000041

Колонна дегидратации

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	70	8760	0.0045	0.0875	2.7594
004	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	75	8760	0.00039	0.008125	0.25623
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	145	8760	-	0.095625	3.01563

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.0000021	0.000067
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.0938	2.9575435
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0017	0.0531625
602	бензол	0.03737285	0.000036	0.001127
616	Ксилол	0.0026801	0.0000026	0.0000808
620	этилбензол	0.00382598	0.0000037	0.0001154
621	Толуол	0.02044613	0.00002	0.0006166
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000074	0.0002338
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.00000011	0.0000033

Охладитель регенерированного гликоля/сухого газа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
005	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	25	8760	0.0045	0.03125	0.9855
006	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	25	8760	0.00039	0.00270833	0.08541
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	50	8760	-	0.03395833	1.07091

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.00000075	0.0000238
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.0333	1.0502823
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0006	0.018879
602	бензол	0.03737285	0.000013	0.0004002
616	Ксилол	0.0026801	0.00000091	0.0000287
620	этилбензол	0.00382598	0.0000013	0.000041
621	Толуол	0.02044613	0.0000069	0.000219
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000026	0.000083
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.000000037	0.0000012

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ			Выбросы, всего	
				г/с	т/период
333	Сероводород			0.0000055	0.0001736
415	Углеводороды С1-С5			0.243	7.6625505
416	Углеводороды С6-С10			0.0122	0.3864654
602	бензол			0.00023	0.0072237
616	Ксилол			0.00012	0.0038364
620	этилбензол			0.00014	0.0044122
621	Толуол			0.00028	0.0086753
1728	Этилмеркаптаны			0.000019	0.0006057
2754	Углеводороды С11-С19			0.00018	0.0058379

ИЗА	**6012**	**Уст-380. Система регенерации гликоля (л. 100)**
ИВ	001 - 003	Оборудование линии регенерации гликоля и установки глубокой регенерации ТЭГ
	004 - 005	Установка компримирования отходящего газа
	006 - 008	Система конденсата НД

Расчет выполнен по методике [3].

Оборудование линии регенерации гликоля и установки глубокой регенерации ТЭГ

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы с двойным торцевым уплотнением	нефть Каламкас	5	8760	0.013	0.01805556	0.5694
002	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	165	8760	0.0025	0.11458333	3.6135
003	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	210	8760	0.00011	0.00641667	0.202356
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	380	8760	-	0.13905556	4.385256

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	13.6742496	0.019	0.5996509
416	Углеводороды С6-С10	15.6113499	0.0217	0.6845977
602	бензол	0.11717516	0.00016	0.0051384
616	Ксилол	0.58307221	0.00081	0.0255692
620	этилбензол	0.55880642	0.00078	0.0245051
621	Толуол	0.40615953	0.00056	0.0178111
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940072	0.0363	1.144289
1129	Триэтиленгликоль	0.5	0.0007	0.0219263

Установка компримирования отходящего газа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу

				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
004	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	150	8760	0.0045	0.1875	5.913
005	Фланцевые соединения	газовая смесь	140	8760	0.00039	0.01516667	0.478296
ИТОГО:							
		газовая смесь	290	8760	-	0.20266667	6.391296

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.1818	5.7320487
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.01	0.3161399
602	бензол	0.09245765	0.00019	0.0059092
616	Ксилол	0.049103	0.0001	0.0031383
620	этилбензол	0.05647102	0.00011	0.0036092
621	Толуол	0.11103636	0.00023	0.0070967
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	0.07472007	0.00015	0.0047756
1129	Триэтиленгликоль	0.5	0.001	0.0319565

Система конденсата НД

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
006	Насосы с двойным торцевым уплотнением	вода	5	8760	0.000024	3.3333E-05	0.0010512
007	Запорно-регулирующая арматура	вода	25	8760	0.000098	0.00068056	0.021462
008	Фланцевые соединения	вода	30	8760	0.0000029	2.4167E-05	0.00076212
ИТОГО:							
	нефтезагрязненная вода	вода	60	8760	-	0.00073806	0.02327532

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.10386381	0.00000077	0.0000242
415	Углеводороды С1-С5	0		
416	Углеводороды С6-С10	0		
602	бензол	0		
616	Ксилол	0		
620	этилбензол	0		
621	Толуол	0		
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	0		
1129	Триэтиленгликоль	0.0475205	0.00000035	0.0000111

Оборудование линии регенерации гликоля и установки глубокой регенерации ТЭГ

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы с двойным торцевым уплотнением	TEGlycol	5	8760	0.00325	0.00451389	0.14235
002	Запорно-регулирующая арматура	TEGlycol	165	8760	0.0025	0.11458333	3.6135
003	Фланцевые соединения	TEGlycol	210	8760	0.00011	0.00641667	0.202356
ИТОГО:							
	триэтиленгликоль	TEGlycol	380	8760	-	0.12551389	3.958206

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	0		
416	Углеводороды С6-С10	0		
602	бензол	0		
616	Ксилол	0		
620	этилбензол	0		
621	Толуол	0		
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	0		
1129	Триэтиленгликоль	100	0.1255	3.958206

Установка компримирования отходящего газа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
004	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	150	8760	0.0045	0.1875	5.913
005	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	140	8760	0.00039	0.01516667	0.478296
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	290	8760	-	0.20266667	6.391296

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.0000045	0.0001421
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.1988	6.268188
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0036	0.112672
602	бензол	0.03737285	0.000076	0.0023886
616	Ксилол	0.0026801	0.0000054	0.0001713
620	этилбензол	0.00382598	0.0000078	0.0002445
621	Толуол	0.02044613	0.000041	0.0013068
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.000016	0.0004956
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.00000022	0.000007
1129	Триэтиленгликоль	0	0	0

Система конденсата НД

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
006	Насосы с двойным торцевым уплотнением	Дизельное топливо	5	8760	0.013	0.01805556	0.5694
007	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	15	8760	0.0025	0.01041667	0.3285
008	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	30	8760	0.00011	0.00091667	0.028908
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	50	8760	-	0.02938889	0.926808

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.000082	0.0025951
415	Углеводороды С1-С5	0		
416	Углеводороды С6-С10	0		
602	бензол	0		
616	Ксилол	0		
620	этилбензол	0		
621	Толуол	0		
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.0293	0.9242129
1129	Триэтиленгликоль	0		

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.000087	0.0027372
415	Углеводороды С1-С5	0.2008	6.3316996
416	Углеводороды С6-С10	0.0317	1.0007376
602	бензол	0.00035	0.0110476
616	Ксилол	0.00091	0.0287075
620	этилбензол	0.00089	0.0281143
621	Толуол	0.00079	0.0249078
1728	Этилмеркаптаны	0.000016	0.0004956
2754	Углеводороды С11-С19	0.0365	1.1490646
1129	Триэтиленгликоль	0.1255	3.958206

ИЗА	**6013**	**Уст-550. Система закрытого дренажа**
ИВ	001 - 002	Емкость системы закрытого дренажа
	003 - 005	Насосы системы закрытого дренажа

Расчет выполнен по методике [3].

Емкость системы закрытого дренажа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	15	8760	0.0025	0.01041667	0.3285
002	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	35	8760	0.00011	0.00106944	0.033726
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	50	8760	-	0.01148611	0.362226

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	13.6742496	0.0016	0.0495317
416	Углеводороды С6-С10	15.6113499	0.0018	0.0565484
602	бензол	0.11717516	0.000013	0.0004244
616	Ксилол	0.58307221	0.000067	0.002112
620	этилбензол	0.55880642	0.000064	0.0020241
621	Толуол	0.40615953	0.000047	0.0014712
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940072	0.003	0.0945193

Насосы системы закрытого дренажа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Насосы с двойным торцевым уплотнением	нефть Каламкас	5	8760	0.013	0.01805556	0.5694
004	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	40	8760	0.0025	0.02777778	0.876
005	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	50	8760	0.00011	0.00152778	0.04818
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	95	8760	-	0.04736111	1.49358

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	13.6742496	0.0065	0.2042359
416	Углеводороды С6-С10	15.6113499	0.0074	0.233168
602	бензол	0.11717516	0.000055	0.0017501
616	Ксилол	0.58307221	0.00028	0.0087086
620	этилбензол	0.55880642	0.00026	0.0083462
621	Толуол	0.40615953	0.00019	0.0060663
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	26.0940072	0.0124	0.3897349

Емкость системы закрытого дренажа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	15	8760	0.0025	0.01041667	0.3285
002	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	35	8760	0.00011	0.00106944	0.033726
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	50	8760	-	0.01148611	0.362226

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.000032	0.0010142
415	Углеводороды С1-С5	0		
416	Углеводороды С6-С10	0		
602	бензол	0		
616	Ксилол	0		
620	этилбензол	0		
621	Толуол	0		
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.0115	0.3612118

Насосы системы закрытого дренажа							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Насосы с двойным торцевым уплотнением	Дизельное топливо	5	8760	0.013	0.01805556	0.5694
004	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	40	8760	0.0025	0.02777778	0.876
005	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	50	8760	0.00011	0.00152778	0.04818
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	95	8760	-	0.04736111	1.49358

Идентификация вредных веществ в потоке				
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.00013	0.004182
415	Углеводороды С1-С5	0		
416	Углеводороды С6-С10	0		
602	бензол	0		
616	Ксилол	0		
620	этилбензол	0		
621	Толуол	0		
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.0472	1.489398

Емкость системы закрытого дренажа							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	15	8760	0.0045	0.01875	0.5913
002	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	35	8760	0.00039	0.00379167	0.119574
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	50	8760	-	0.02254167	0.710874

Идентификация вредных веществ в потоке				
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.0000005	0.0000158
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.0221	0.6971813
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0004	0.012532
602	бензол	0.03737285	0.0000084	0.0002657
616	Ксилол	0.0026801	0.0000006	0.0000191
620	этилбензол	0.00382598	0.00000086	0.0000272
621	Толуол	0.02044613	0.0000046	0.0001453
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000017	0.0000551
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.000000025	0.00000078

Итого по ИЗА			
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.00016	0.0051962
415	Углеводороды С1-С5	0.0221	0.6971813
416	Углеводороды С6-С10	0.0092	0.2897164
602	бензол	0.000068	0.0021745
616	Ксилол	0.00035	0.0108206
620	этилбензол	0.00032	0.0103703
621	Толуол	0.00024	0.0075375
1728	Этилмеркаптаны	0.0000017	0.0000551
2754	Углеводороды С11-С19	0.0587	1.8506098

ИЗА	**0007**	**Уст-360. ГТУ. Резервуар смаз. масла**						
ИВ	001	Расходные резервуары смазочного масла						
Расчет выполнен по методике [1].								
Исходные данные и расчет эмиссий, г/с								
Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конст-рукция	Наимен. вещества	$M_{сек} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с

001	Расходные резервуары смазочного масла	13	вертик	Масло минер.	0.39	0.9	4.3	0.0004

Исходные данные и расчет эмиссий, т/период

Номер ИВ	Наимен. вещества	$M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_p$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/период	$G_{хр}$	$K_{нп}$	N_p	$M_{год}$, т/период
001	Масло минер.	0.25	0.25	28.1	0.270	0.00027	1	0.00008

Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содерж. ЗВ, %	Выбросы ЗВ, всего	
			г/с	т/период
2735	Масло минеральное	100%	0.0004	0.00008

ИЗА	**6014**	**Уст-360. ГТУ. Линия подачи смаз. масла**						
ИВ	001 - 003	-						

Расчет выполнен по методике [3].

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы	смазочное масло	10	8760	0.013	0.0361	1.1388
002	Запорно-регулирующая арматура	смазочное масло	75	8760	0.0025	0.0521	1.6425
003	Фланцевые соединения	смазочное масло	145	8760	0.00011	0.0044	0.1397
ИТОГО:							
	масло минеральное	смазочное масло	230	8760	-	0.0926	2.9210

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
2735	Масло минеральное	100.00%	0.0926	2.9210

ИЗА	**0008**	**Утс-360. ГТУ. Резервуар смаз. масла**						
ИВ	001	Расходные резервуары смазочного масла						

Расчет выполнен по методике [1].

Исходные данные и расчет эмиссий, г/с

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конст-рукция	Наимен. вещества	$M_{сек} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с
001	Расходные резервуары смазочного масла	13	вертик	Масло минер.	0.39	0.9	4.3	0.0004

Исходные данные и расчет эмиссий, т/период

Номер ИВ	Наимен. вещества	$M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_p$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/период	$G_{хр}$	$K_{нп}$	N_p	$M_{год}$, т/период
001	Масло минер.	0.25	0.25	28.1	0.270	0.00027	1	0.00008

Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содерж. ЗВ, %	Выбросы ЗВ, всего	
			г/с	т/период
2735	Масло минеральное	100%	0.0004	0.00008

ИЗА	**6015**	**Уст-360. ГТУ. Линия подачи смаз. масла**						
ИВ	001 - 003	-						

Расчет выполнен по методике [3].

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы	смазочное масло	10	8760	0.013	0.0361	1.1388
002	Запорно-регулирующая арматура	смазочное масло	75	8760	0.0025	0.0521	1.6425
003	Фланцевые соединения	смазочное масло	145	8760	0.00011	0.0044	0.1397
ИТОГО:							
	масло минеральное	смазочное масло	230	8760	-	0.0926	2.9210

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
2735	Масло минеральное	100.00%	0.0926	2.9210

ИЗА	**0009**	**Уст-365. ГТУ. Резервуар смаз. масла**						
ИВ	001	Расходные резервуары смазочного масла						

Расчет выполнен по методике [1].

Исходные данные и расчет эмиссий, г/с

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конст-рукция	Наимен. вещества	$M_{сек} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с

001	Расходные резервуары смазочного масла	18.7	Вертик.	Масло минер.	0.39	0.9	6.0	0.0006

Исходные данные и расчет эмиссий, т/период								
Номер ИВ	Наимен. вещества	$M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_p$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/период	$G_{хр}$	$K_{нп}$	N_p	Мгод, т/период
001	Масло минер.	0.25	0.25	50.0	0.270	0.00027	1	0.00008

Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах				
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содерж. ЗВ, %	Выбросы ЗВ, всего	
			г/с	т/период
2735	Масло минеральное	100%	0.0006	0.00008

ИЗА	**6016**	**Уст-365. ГТУ. Линия подачи смаз. масла**						
ИВ	001 - 003	-						
Расчет выполнен по методике [3].								
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток		n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
					ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы	смазочное масло		10	8760	0.013	0.0361	1.1388
002	Запорно-регулирующая арматура	смазочное масло		75	8760	0.0025	0.0521	1.6425
003	Фланцевые соединения	смазочное масло		145	8760	0.00011	0.0044	0.1397
ИТОГО:								
масло минеральное		смазочное масло		230	8760	-	0.0926	2.9210
Идентификация вредных веществ в потоке								
Код ЗВ	Наименование ЗВ			Состав потока		Выбросы, всего		
				мас. %		г/с	т/период	
2735	Масло минеральное			100.00%		0.0926	2.9210	

ИЗА	**0010**	**Уст-365. ГТУ. Резервуар смаз. масла**						
ИВ	001	Расходные резервуары смазочного масла						
Расчет выполнен по методике [1].								
Исходные данные и расчет эмиссий, г/с								
Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конст-рукция	Наимен. вещества	$M_{сек} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с
001	Расходные резервуары смазочного масла	18.7	Вертик.	Масло минер.	0.39	0.9	6.0	0.0006
Исходные данные и расчет эмиссий, т/период								
Номер ИВ	Наимен. вещества	$M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_p$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/период	$G_{хр}$	$K_{нп}$	N_p	Мгод, т/период
001	Масло минер.	0.25	0.25	50.0	0.270	0.00027	1	0.00008

Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах				
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содерж. ЗВ, %	Выбросы ЗВ, всего	
			г/с	т/период
2735	Масло минеральное	100%	0.0006	0.00008

ИЗА	**6017**	**Уст-365. ГТУ. Линия подачи смаз. масла**						
ИВ	001 - 003	-						
Расчет выполнен по методике [3].								
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток		n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
					ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы	смазочное масло		10	8760	1.3E-02	3.6E-02	1.1388
002	Запорно-регулирующая арматура	смазочное масло		75	8760	2.5E-03	5.2E-02	1.6425
003	Фланцевые соединения	смазочное масло		145	8760	1.1E-04	4.4E-03	0.1397
ИТОГО:								
масло минеральное		смазочное масло		230	8760	-	0.0926	2.9210
Идентификация вредных веществ в потоке								
Код ЗВ	Наименование ЗВ			Состав потока		Выбросы, всего		
				мас. %		г/с	т/период	
2735	Масло минеральное			100.00%		0.0926	2.9210	

ИЗА	**6018**	**Уст-365. Система компрессоров ЗСГ**
ИВ	001 - 002	Обратный воздушный холодильник
	003 - 004	Входной сепаратор
	005 - 006	Компрессор
	007 - 009	Система уплотнительного топливного газа компрессоров
Расчет выполнен по методике [3].		
Обратный воздушный холодильник		

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	20	8760	0.0045	0.025	0.7884
002	Фланцевые соединения	газовая смесь	30	8760	0.00039	0.00325	0.102492
ИТОГО:							
		газовая смесь	50	8760	-	0.02825	0.890892

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.0253	0.7989986
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.0014	0.0440672
602	бензол	0.09245765	0.000026	0.0008237
616	Ксилол	0.049103	0.000014	0.0004375
620	этилбензол	0.05647102	0.000016	0.0005031
621	Толуол	0.11103636	0.000031	0.0009892
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	0.07472007	0.000021	0.0006657

Входной сепаратор

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	80	8760	0.0045	0.1	3.1536
004	Фланцевые соединения	газовая смесь	65	8760	0.00039	0.00704167	0.222066
ИТОГО:							
		газовая смесь	145	8760	-	0.10704167	3.375666

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.0253	0.7989986
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.0014	0.0440672
602	бензол	0.09245765	0.000026	0.0008237
616	Ксилол	0.049103	0.000014	0.0004375
620	этилбензол	0.05647102	0.000016	0.0005031
621	Толуол	0.11103636	0.000031	0.0009892
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	0.07472007	0.00008	0.0025223

Компрессор

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
005	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	30	8760	0.0045	0.0375	1.1826
006	Фланцевые соединения	газовая смесь	30	8760	0.00039	0.00325	0.102492
ИТОГО:							
		газовая смесь	60	8760	-	0.04075	1.285092

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.0365	1.1525378
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.002	0.063566
602	бензол	0.09245765	0.000038	0.0011882
616	Ксилол	0.049103	0.00002	0.000631
620	этилбензол	0.05647102	0.000023	0.0007257
621	Толуол	0.11103636	0.000045	0.0014269
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	0.07472007	0.00003	0.0009602

Система уплотнительного топливного газа компрессоров

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период

007	Предохранительные клапана	Многоком.смесь газов	10	8760	0.0088	0.02444444	0.77088
008	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	300	8760	0.0045	0.375	11.826
009	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	300	8760	0.00039	0.0325	1.02492
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	610	8760	-	0.43194444	13.6218

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.0000096	0.0003028
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.4236	13.3594193
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0076	0.2401384
602	бензол	0.03737285	0.00016	0.0050909
616	Ксилол	0.0026801	0.000012	0.0003651
620	этилбензол	0.00382598	0.000017	0.0005212
621	Толуол	0.02044613	0.000088	0.0027851
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.000033	0.0010562
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.00000048	0.000015

1-ая ступень. Входной воздушный холодильник

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	20	8760	0.0045	0.025	0.7884
002	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	30	8760	0.00039	0.00325	0.102492
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	50	8760	-	0.02825	0.890892

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.00000063	0.0000198
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.0277	0.8737318
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0005	0.0157055
602	бензол	0.03737285	0.000011	0.000333
616	Ксилол	0.0026801	0.00000076	0.0000239
620	этилбензол	0.00382598	0.0000011	0.0000341
621	Толуол	0.02044613	0.0000058	0.0001822
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000022	0.0000691
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.000000031	0.00000098

1-ая ступень. Входной сепаратор

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	80	8760	0.0045	0.1	3.1536
004	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	65	8760	0.00039	0.00704167	0.222066
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	145	8760	-	0.10704167	3.375666

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.0000024	0.000075
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.105	3.3106445
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0019	0.0595095
602	бензол	0.03737285	0.00004	0.0012616
616	Ксилол	0.0026801	0.0000029	0.0000905
620	этилбензол	0.00382598	0.0000041	0.0001292
621	Толуол	0.02044613	0.000022	0.0006902
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000083	0.0002617
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.00000012	0.0000037

1-ая ступень. Компрессор

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
005	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	30	8760	0.0045	0.0375	1.1826
006	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	30	8760	0.00039	0.00325	0.102492
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	60	8760	-	0.04075	1.285092

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.00000091	0.0000286
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.04	1.2603388
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.00072	0.0226549
602	бензол	0.03737285	0.000015	0.0004803
616	Ксилол	0.0026801	0.0000011	0.0000344
620	этилбензол	0.00382598	0.0000016	0.0000492
621	Толуол	0.02044613	0.0000083	0.0002628
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000032	0.0000996
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.000000045	0.0000014

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.000014	0.0004262
415	Углеводороды С1-С5	0.5963	18.8041344
416	Углеводороды С6-С10	0.0124	0.3918388
602	бензол	0.00025	0.0079265
616	Ксилол	0.00006	0.0018711
620	этилбензол	0.000072	0.0022531
621	Толуол	0.0002	0.0061904
1728	Этилмеркаптаны	0.000047	0.0014866
2754	Углеводороды С11-С19	0.00013	0.0041632

ИЗА	**6019**	**Компрессор отходящих газов**
ИВ	001 - 002	Входной воздушный холодильник
	003 - 004	Входной сепаратор
	005 - 006	Компрессор
	007 - 008	Скруббер

Расчет выполнен по методике [3].

Входной воздушный холодильник

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	20	8760	0.0045	0.025	0.7884
002	Фланцевые соединения	газовая смесь	25	8760	0.00039	0.00270833	0.08541
ИТОГО:							
		газовая смесь	45	8760	-	0.02770833	0.87381

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.0249	0.7836785
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.0014	0.0432223
602	бензол	0.09245765	0.000026	0.0008079
616	Ксилол	0.049103	0.000014	0.0004291
620	этилбензол	0.05647102	0.000016	0.0004934
621	Толуол	0.11103636	0.000031	0.0009702
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	0.07472007	0.000021	0.0006529

Входной сепаратор

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период

003	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	80	8760	0.0045	0.1	3.1536
004	Фланцевые соединения	газовая смесь	65	8760	0.00039	0.00704167	0.222066
ИТОГО:							
		газовая смесь	145	8760	-	0.10704167	3.375666

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.096	3.0274739
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.0053	0.1669744
602	бензол	0.09245765	0.000099	0.0031211
616	Ксилол	0.049103	0.000053	0.0016576
620	этилбензол	0.05647102	0.00006	0.0019063
621	Толуол	0.11103636	0.00012	0.0037482
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	0.07472007	0.00008	0.0025223

Компрессор

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
005	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	25	8760	0.0045	0.03125	0.9855
006	Фланцевые соединения	газовая смесь	30	8760	0.00039	0.00325	0.102492
ИТОГО:							
		газовая смесь	55	8760	-	0.0345	1.087992

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.0309	0.9757682
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.0017	0.0538166
602	бензол	0.09245765	0.000032	0.0010059
616	Ксилол	0.049103	0.000017	0.0005342
620	этилбензол	0.05647102	0.000019	0.0006144
621	Толуол	0.11103636	0.000038	0.0012081
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	0.07472007	0.000026	0.0008129

Скруббер

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
007	Запорно-регулирующая арматура	газовая смесь	5	8760	0.0045	0.00625	0.1971
008	Фланцевые соединения	газовая смесь	20	8760	0.00039	0.00216667	0.068328
ИТОГО:							
		газовая смесь	25	8760	-	0.00841667	0.265428

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0		
415	Углеводороды С1-С5	89.6852334	0.0075	0.2380497
416	Углеводороды С6-С10	4.94641346	0.00042	0.0131292
602	бензол	0.09245765	0.0000078	0.0002454
616	Ксилол	0.049103	0.0000041	0.0001303
620	этилбензол	0.05647102	0.0000048	0.0001499
621	Толуол	0.11103636	0.0000093	0.0002947
1728	Этилмеркаптаны	0		
2754	Углеводороды С11-С19	0.07472007	0.0000063	0.0001983

1-ая ступень. Входной воздушный холодильник

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	20	8760	0.0045	0.025	0.7884

002	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	25	8760	0.00039	0.00270833	0.08541
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	45	8760	-	0.02770833	0.87381

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.00000062	0.0000194
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.0272	0.8569788
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.00049	0.0154044
602	бензол	0.03737285	0.00001	0.0003266
616	Ксилол	0.0026801	0.00000074	0.0000234
620	этилбензол	0.00382598	0.0000011	0.0000334
621	Толуол	0.02044613	0.0000057	0.0001787
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000021	0.0000678
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.00000003	0.00000096

1-ая ступень. Входной сепаратор

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
003	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	80	8760	0.0045	0.1	3.1536
004	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	65	8760	0.00039	0.00704167	0.222066
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	145	8760	-	0.10704167	3.375666

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.0000024	0.000075
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.105	3.3106445
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.0019	0.0595095
602	бензол	0.03737285	0.00004	0.0012616
616	Ксилол	0.0026801	0.0000029	0.0000905
620	этилбензол	0.00382598	0.0000041	0.0001292
621	Толуол	0.02044613	0.000022	0.0006902
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000083	0.0002617
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.00000012	0.0000037

1-ая ступень. Компрессор

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
005	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	25	8760	0.0045	0.03125	0.9855
006	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	30	8760	0.00039	0.00325	0.102492
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	55	8760	-	0.0345	1.087992

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.00000077	0.0000242
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.0338	1.0670353
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.00061	0.0191802
602	бензол	0.03737285	0.000013	0.0004066
616	Ксилол	0.0026801	0.00000092	0.0000292
620	этилбензол	0.00382598	0.0000013	0.0000416
621	Толуол	0.02044613	0.0000071	0.0002225
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.0000027	0.0000844
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	0.000000038	0.0000012

Концевой воздушный холодильник 1-ой ступени и входной сепаратор 2-ой ступени

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу

				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
007	Запорно-регулирующая арматура	Многоком.смесь газов	5	8760	0.0045	0.00625	0.1971
008	Фланцевые соединения	Многоком.смесь газов	20	8760	0.00039	0.00216667	0.068328
ИТОГО:							
		Многоком.смесь газов	25	8760	-	0.00841667	0.265428

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.00222293	0.00000019	0.0000059
415	Углеводороды С1-С5	98.0738177	0.0083	0.2603154
416	Углеводороды С6-С10	1.76289752	0.00015	0.0046792
602	бензол	0.03737285	0.0000031	0.0000992
616	Ксилол	0.0026801	0.00000023	0.0000071
620	этилбензол	0.00382598	0.00000032	0.0000102
621	Толуол	0.02044613	0.0000017	0.0000543
1728	Этилмеркаптаны	0.0077537	0.00000065	0.0000206
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011007	9.3E-09	0.00000029

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.000004	0.0001245
415	Углеводороды С1-С5	0.1743	5.494974
416	Углеводороды С6-С10	0.0088	0.2771425
602	бензол	0.00016	0.0051803
616	Ксилол	0.000088	0.0027512
620	этилбензол	0.0001	0.003164
621	Толуол	0.0002	0.0062212
1728	Этилмеркаптаны	0.000014	0.0004345
2754	Углеводороды С11-С19	0.00013	0.0041864

ИЗА	**0011**	**Резервуар смаз. Масла для компрессора отходящих газов**
ИВ	001	Расходные резервуары смазочного масла

Расчет выполнен по методике [1].

Исходные данные и расчет эмиссий, г/с

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конст-рукция	Наимен. вещества	$M_{сек} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с
001	Расходные резервуары смазочного масла	18.7	Вертик.	Масло минер.	0.39	0.9	6.0	0.0006

Исходные данные и расчет эмиссий, т/период

Номер ИВ	Наимен. вещества	$M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_p$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/период	$G_{хр}$	$K_{нп}$	N_p	Мгод, т/период
001	Масло минер.	0.25	0.25	50.0	0.270	0.00027	1	0.00008

Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содерж. ЗВ, %	Выбросы ЗВ, всего	
			г/с	т/период
2735	Масло минеральное	100%	0.0006	0.00008

ИЗА	**6020**	**Линия подачи смаз. Масла для компрессора отходящих газов**
ИВ	001 - 003	-

Расчет выполнен по методике [3].

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Насосы	смазочное масло	10	8760	0.013	0.0361	1.1388
002	Запорно-регулирующая арматура	смазочное масло	75	8760	0.0025	0.0521	1.6425
003	Фланцевые соединения	смазочное масло	145	8760	0.00011	0.0044	0.1397
ИТОГО:							
масло минеральное		смазочное масло	230	8760	-	0.0926	2.9210

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
2735	Масло минеральное	100.00%	0.0926	2.9210

№ ИЗА	*6021*	*Наименование источника загрязнения атмосферы*	*Уст-230. Факельная система.*
№ ИВ	*001*	*Наименование источника выделения*	*Неплотности ЗРА и ФС*

Удельные выбросы.	Среда:	ФС, кг/час	Насосы, кг/час	ЗРА*, кг/час	Другие соединения (предохранительные клапаны)**, кг/час
	Газовая	3.9E-04	0.0024	0.0045	0.0088

ТУ	№№ ИЗА	№ ИВ	Тип топлива / № потока	Отработанное время (часы/год)	Количество ФС, шт.	Количество насосов, шт.	Количество ЗРА*, шт.	Количество других соединений (предохранительные клапаны)**, шт.
ИО ТУ 230 Факельная система.	6021	001	Многоком. смесь газов	8760	1300	15	900	5

Код ЗВ	**Наименование ЗВ**	Многоком.смесь газов	**г/с**	**т/г**
333	Сероводород	0.0022%	0.00002863	0.000903
415	Углеводороды С1-С5	98.0738%	1.26324526	39.8377024
416	Углеводороды С6-С10	1.7629%	0.0227071	0.7160911
602	бензол	0.0374%	0.00048138	0.0151809
616	Ксилол	0.0027%	0.00003452	0.0010887
620	этилбензол	0.0038%	0.00004928	0.0015541
621	Толуол	0.0204%	0.00026336	0.0083052
1728	Этилмеркаптаны	0.0078%	0.00009987	0.0031496
2754	Углеводороды С11-С19	0.0001%	0.00000142	0.0000447
Всего по источнику:			**0.00041393**	**0.0130536**

№ ИЗА	*0012*	*Наименование источника загрязнения атмосферы*	*Дымовая труба*
№ ИВ	*001*	*Наименование источника выделения*	*Подогреватель теплоносителя*

Расчеты выполнены согласно, **"Методики определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС" РД 34.02.305-98** РАО "ЕЭС России" 21.01.1998 г.

Суммарное количество оксидов азота M_{NOx}, поступающих в атмосферу с отработавшими газами газотурбинных установок, вычисляют по соотношению $\mathbf{M_{NOx}=c_{NOx}*V_{с.г}*B_р*k_п}$, г/сек и т/год соответственно;

Суммарное количество оксидов серы M_{SO2}, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами паровых котлов вычисляют по формуле: $\mathbf{M_{SO2}=0.02*B_р*S^r*(1-\eta'_{SO2})*(1-\eta''_{SO2})*(1-\eta^c_{SO2}*n_0/n_к)}$, г/сек и т/год соответственно;

Суммарное количество оксида углерода M_{CO}, поступающих в атмосферу с отработавшими газами газотурбинных установок, вычисляют по соотношению $\mathbf{M_{CO}=18.75*(l_{CO}/(21-O_2))*V_{с.г}*B_р*k_п}$, г/сек и т/год соответственно;

Суммарное количество несгоревших углеводородов M_{CH}, поступающих в атмосферу с отработавшими газами газотурбинных установок, вычисляют по соотношению $\mathbf{M_{CH}=c_{CH}*V_{с.г}*B_р*k_п}$, г/сек и т/год соответственно.

Исходные данные:

Все объемы продуктов сгорания рассчитываются на 1 м^3 сухого газообразного топлива при нормальных условиях. Расчетный расход топлива $B_р$ определяется по соотношению $\mathbf{B_р=(1-q_4/100)*B}$, тыс. н.м^3/час, тыс. н.м^3/год

Расход топлива при определении валовых выбросов:	$B_г$	6024.59	т/год
Расход топлива ГТУ:	$B_р$	191.0	г/сек
Время работы ГТУ:	$n_к$	8760	ч/год
Тип используемого топлива:		Топливный газ	
Плотность сжигаемой смеси, кг/н. м^3:	ρ	0.90	
Объем дымовых газов за турбиной, вычисляемый по формуле $\mathbf{V_{с.г}=(V^o_г-V^o_{H2O})+(\alpha-1)*V^o}$, н.м^3/н.м^3 топлива	$V_{с.г}$	14.8476	
	$V_{в.г}$	17.2977	
Теоретический объем газов:	$V^o_г$	12.7377	
Теоретический объем водяных паров:	V^o_{H2O}	2.4501	
Теоретически необходимый объем воздуха:	V^o	11.4000	
Содержание серы в топливе на рабочую массу, %:	S^r	0.0061	
Доля оксидов серы, связываемых летучей золой в котле:	η'_{SO2}	0	
Доля оксидов серы, улавливаемых в мокром золоуловителе попутно с твердыми частицами:	η''_{SO2}	0	
Доля оксидов серы, улавливаемых в сероулавливающей установке:	η^c_{SO2}	0	
Время работы сероулавливающей установки:	n_0	0	
Потери тепла от механической неполноты сгорания топлива:	q_4	0	%
Коэффициент пересчета, при определении выбросов в:	$k_п$	0.000278	г/с
		0.000001	т/год

При использовании приборов, измеряющих объемную концентрацию l_j массовая концентрация рассчитывается по соотношению $\mathbf{c_i=l_i*\rho_i*\alpha/\alpha_0}$, мг/н.м^3

Концентрация оксидов азота, оксида углерода и несгоревших углеводородов в отработавших газах:	c_{NOx}	128.125	мг/н.м^3
	c_{CO}	46.875	мг/н.м^3

	c_{CH}	12.53	мг/н.м^3
Концентрация оксидов азота, оксида углерода и несгоревших углеводородов в миллионных долях по сухому объему, приведенных к 15% кислорода:	I_{NOx}	25	ppm
	I_{CO}	15	ppm
	I_{CH}	7	ppm
Значения удельной массы оксидов азота в пересчете на NO_2, оксида углерода и несгоревших углеводородов, содержащихся в выбрасываемых в атмосферу дымовых газов ГТУ:	ρ_{NOx}	2.05	кг/н.м^3
	ρ_{CO}	1.25	кг/н.м^3
	ρ_{CH}	0.716	кг/н.м^3
Стандартный коэффициент избытка воздуха:	α_0	1.4	
Коэффициент избытка воздуха с достаточной степенью точности может быть найден по приближенной кислородной формуле **$\alpha=21/(21-O_2)$**			
Коэффициент избытка воздуха в отработавших газах за турбиной:	α	3.5	
Измеренная концентрация кислорода в месте отбора пробы дымовых газов:	O_2	15	%об.

Расчет выбросов загрязняющих веществ от ГТУ, работающей на Топливном газе:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимально-разовые выбросы, г/с	Валовые выбросы, т/год
	Оксиды азота	0.4040733	12.7326702
0301	Азота диоксид	0.3232586	10.1861362
0304	Азота оксид	0.0525295	1.6552471
0330	Диоксид серы	0.0232694	0.7338229
0337	Углерода оксид	0.1478317	4.6582940
0415	Углеводороды пр. С1-С5	0.0460372	1.4506683
Всего по источнику:		**0.5929264**	**18.6841685**

Итоговый расчет выбросов вредных веществ в атмосферу от генератора

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимально-разовые выбросы, г/с	Валовые выбросы, т/год
	Оксиды азота	0.4040733	12.7326702
0301	Азота диоксид	0.3232586	10.1861362
0304	Азота оксид	0.0525295	1.6552471
0330	Диоксид серы	0.0232694	0.7338229
0337	Углерода оксид	0.1478317	4.6582940
0415	Углеводороды пр. С1-С5	0.0460372	1.4506683
Всего по источнику:		**0.5929264**	**18.6841685**

№ ИЗА	***0013-0014***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***		***Резервуары некондиционной нефти***	
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***		**№ИЗА**	
"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004, МООС РК, Астана 2005 год.				13	14
Максимальные выбросы паров нефтей рассчитываются по формуле: **$M=0.163*P_{38}*m*K_t^{max}*K_p^{max}*K_B*V_ч^{max}/10^4$, г/с**			M	12.05141	12.05141
Годовые выбросы паров нефтей рассчитываются по формуле: **$G=0.294*P_{38}*m*(K_t^{max}*K_B+K_t^{min})*K_p^{ср}*K_{ОБ}*B/10^7*\rho_ж$, т/год**			G	482.5946	482.5946
Опытный коэффициент, принимается по приложению 7 (при 41ºС):			K_t^{min}	0.93	0.93
Опытный коэффициент, принимается по приложению 7 (при 48ºС):			K_t^{max}	1.06	1.06
Опытный коэффициент, принимается по приложению 8. Режим эксплуатации - "буферная ёмкость":			$K_p^{ср}$	0.1	0.1
			K_p^{max}	0.1	0.1
Давление насыщенных паров нефти при температуре 38ºС, мм.рт.ст.:			P_{38}	500	500
Молекулярная масса паров нефти, принимается по приложению 5:			m	93	93
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м^3/час:			$V_ч^{max}$	150	150
Опытный коэффициент, принимается по приложению 9:			K_B	1	1
Коэффициент оборачиваемости, принимается по приложению 10:			$K_{ОБ}$	1.35	1.35
Количество оборачиваемости резервуара, раз:			n	88	88
Плотность нефти, т/м^3:			$\rho_ж$	0.851	0.851
Количество нефти, закачиваемое в резервуар в течение года, т/год:			B	1118214	1118214
Объём каждого резервуара, м^3:			$V_{рез}$	15 000	15 000
Код ЗВ	**Наименование ЗВ**	**% масс.**	**Выбросы ЗВ**		
			г/с	**13**	**14**
				т/год	**т/год**
0415	Углеводороды пр. С1-С5	72.46%	8.7325	349.6881	349.6881
0416	Углеводороды пр. С6-С10	26.8600%	3.2370	129.6249	129.6249

0602	Бензол	0.35%	0.0422	1.6891	1.6891
0616	Ксилол	0.11%	0.0133	0.5309	0.5309
0621	Толуол	0.22%	0.0265	1.0617	1.0617
Всего по источнику:			**12.0514**	**482.5946**	**482.5946**

ИЗА	**0201-0204**	**Уст-470. ГТУ**						
ИВ	001							
Расчет выполнен по методикам [8] - [10]								
Исходные данные								
Количество установок			шт.	1				
Мощность ГТУ			кВт	27000				
Топливо				ТГ		ДТ		
Плотность топлива			кг/нм3	0.9001		0.8700		
			кг/ст.м3	0.8387				
Часовой расход топлива			кг/ч	12038		12038		
			нм3/ч	13374				
			ст.м3/ч	14353				
Годовой расход топлива			т/год	26390.9		6067		
			тыс.нм3/год	29319.5				
			тыс.ст.м3/год	31466.3				
Время работы			час/год	8256		504		
Объем сухих дымовых газов при н.у при сжигании 1 м3 газа при О2=15%			нм3/нм3	14.85		15.1763		
Объем дымовых газов за установкой (турбиной)			м3/с	158.61				
Содержание серы в топливе (H2S+ Меркаптаны)			% масс	0.0061		0.2800		
Расчет эмиссий								
КОД ЗВ	Наименование ЗВ	Концентрации ЗВ в дымовых газах			Выбросы ЗВ			
		ppmvd (при O_2=15%, 100% Baseload, 0°C AIT)	мг/нм3 (при O_2=15% /α=3.5)	мг/нм3 (при α=1.4)	г/с	т/год	г/с	т/год
	Азота оксиды	87	178.35	445.875	24.61335026	194.1002212	22.64522965	41.05466095
301	Азота диоксид				19.6906802	155.280177	18.1161837	32.8437288
304	Азота оксид				3.1997355	25.2330288	2.9438799	5.3371059
337	Углерода оксид	350	437.5	1093.75	60.3775763	510.99855	55.5496943	100.7087982
328	Твердые частицы		5	12.5	0.6900294	5.4415537	0.6348536	1.1509577
330	Серы диоксид				0.4076273	3.2145378	18.7407584	33.9760512
415	Углеводороды С1-С5	12	10.74	26.859	1.4826761	11.6923443		
2754	Углеводороды С12-С19						1.3641191	2.4730793
Всего					**85.8483248**	**711.8601916**	**97.349489**	**176.4897211**

ИТОГО

КОД ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы ЗВ	
		г/с	т/год
301	Азота диоксид	19.6906802	188.1239058
304	Азота оксид	3.1997355	30.5701347
328	Твердые частицы	0.6900294	6.5925114
330	Серы диоксид	18.7407584	37.190589
337	Углерода оксид	60.3775763	611.7073482
415	Углеводороды С1-С5	1.4826761	11.6923443
2754	Углеводороды С12-С19	1.3641191	2.4730793
Всего		**105.545575**	**888.3499127**

ИЗА	**0205**	**Уст-470. ГТУ. Продувочная свеча**
ИЗА	**0206**	**Уст-470. ГТУ. Продувочная свеча**
ИЗА	**0207**	**Уст-470. ГТУ. Продувочная свеча**
ИЗА	**0208**	**Уст-470. ГТУ. Продувочная свеча**

Расчет выполнен по методике [21].

Продувка при останове и пуске ГТУ

Параметры продувки	ед.измерения	Значения	Примечание
T - Время стравливания газа, (продолжительность 1 операции)	сек	90	
$\mathbf{n_1}$ - Количество останов за год	раз/год	36	
$\mathbf{n_2}$ - Количество пусков за год	раз/год	36	
V - расход газа на запуск установки	нм3/ операция	11.9	
V - объем стравливаемого газа при останове установки	нм3/ операция	31.4	
$V^{сек}$ - объем продувочного газа	нм3/сек	0.3489	
ρ - плотность газа	кг/нм3	0.9001	

			кг/ст.м3	0.8387	
Поток	Наименование ЗВ	Макс., г/сек	Валовые выбросы т/год	Примечание	
	топливный газ	314.0399	1.403098155		

Итого принято к расчету:

Поток	Наименование ЗВ	Макс., г/сек	Валовые выбросы т/год	Примечание
	топливный газ	314.0399	1.403098155	*К расчету приняты максимальные разовые и суммарные валовые выбросы*

ИЗА	**0205-0208**				
Идентификация вредных веществ в потоке					
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока мас. %	Выбросы, всего г/с	Выбросы, всего т/год	
333	Сероводород	0.0022	0.006981	0.000031	
415	Углеводороды С1-С5	98.0738	307.990894	1.376072	
416	Углеводороды С6-С10	1.7629	5.536201	0.024735	
602	бензол	0.0374	0.117366	0.000524	
616	Ксилол	0.0027	0.008417	0.000038	
620	этилбензол	0.0038	0.012015	0.000054	
621	Толуол	0.0204	0.064209	0.000287	
1728	Этилмеркаптан	0.0078	0.02435	0.000109	
2754	Углеводороды С11-С19	0.0001	0.000346	0.000002	

ИЗА	**0209**	**Уст-470. ГТУ. Рез-ы смаз. и мин. масла**						
	001	Расходные резервуары масла минерального						
Расчет выполнен по методике [3].								
Исходные данные и расчет эмиссий, г/с								
Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конст-рукция	Наимен. вещества	$M_{сек} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с
001	Расходные резервуары масла минерального	12.8	Вертик.	Масло минер.	0.39	0.9	8.0	0.0008
Исходные данные и расчет эмиссий, т/год								
Номер ИВ	Наимен. вещества	$M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_p$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/год	$G_{хр}$	$K_{нп}$	N_p	$M_{год}$, т/год
001	Масло минер.	0.25	0.25	6.0	0.270	0.00027	4	0.0003
Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах								
Код ЗВ	Наименование ЗВ				Содерж. ЗВ, %	Выбросы ЗВ, всего г/с		Выбросы ЗВ, всего т/год
2735	Масло минеральное				100%	0.0008		0.0003

ИЗА	**6201**	**Уст-470. ГТУ. Линия подачи смаз. масла**					
ИВ	001 - 003	-					
Расчет выполнен по методике [20].							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы ч/год	Уд. выброс кг/ч	Выбросы в атмосферу г/с	Выбросы в атмосферу т/год
001	Насосы	смазочное масло	20	8760	0.013	0.0722	2.2776
002	Запорно-регулирующая арматура	смазочное масло	195	8760	0.0025	0.1354	4.2705
003	Фланцевые соединения	смазочное масло	385	8760	0.00011	0.0118	0.3710
ИТОГО:							
смазочное масло		смазочное масло	600	8760	-	0.2194028	6.9191
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока мас. %		Выбросы, всего г/с	Выбросы, всего т/год	
2735	Масло минеральное		100%		0.2194	6.9191	

ИЗА	**6202**	**Уст-420. Система распределения топливного газа**					
ИВ	001 - 003	-					
Расчет выполнен по методике [20].							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы ч/год	Уд. выброс кг/ч	Выбросы в атмосферу г/с	Выбросы в атмосферу т/год
001	Предохранительные клапана	ТГ	10	8760	0.0088	0.0244	0.7709
002	Запорно-регулирующая арматура	ТГ	320	8760	0.0045	0.4000	12.6144
003	Фланцевые соединения	ТГ	345	8760	0.00039	0.0374	1.1787
ИТОГО:							
топливный газ		ТГ	675	8760	-	0.4618	14.5639

Идентификация вредных веществ в потоке				
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/год
333	Сероводород	0.0022	0.00001	0.000324
415	Углеводороды С1-С5	98.0738	0.452924	14.28341
416	Углеводороды С6-С10	1.7629	0.008141	0.256747
602	бензол	0.0374	0.000173	0.005443
616	Ксилол	0.0027	0.000012	0.00039
620	этилбензол	0.0038	0.000018	0.000557
621	Толуол	0.0204	0.000094	0.002978
1728	Этилмеркаптан	0.0078	0.000036	0.001129
2754	Углеводороды С11-С19	0.0001	0.000001	0.000016

ИЗА	**0210**	**Уст-480. Резервная дизельная станция (3 ген.)**
ИВ	0001	Резервный генератор
	0002	Резервный генератор
	0003	Резервный генератор

Расчет выполнен по методике [1].

Исходные данные

ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	Вгод , т/год	ч/год*	ч/нед
1	5420	1500-3000	1110.1	2730.9	2460	47
2	5420	1500-3000	1110.1	2730.9	2460	47
3	5420	1500-3000	1110.1	2730.9	2460	47
ИТОГО по источнику:						
3	5420	1500-3000	1110.1	8192.8	2460	48

Расчетные вспомогательные параметры

Расчетная группа СДУ		Г
Количество одновременно работающих генераторов	шт.	3
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.205
Коэффициент использования, k		1.000

Расчет эмиссий

Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год
	Азота оксиды	10.80	45.0	48.78	368.67749
301	Азота диоксид			39.024	294.94199
304	Азота оксид			6.3414	47.92807
328	Сажа	0.6	2.5	2.71	20.48208
330	Серы диоксид	1.20	5.0	5.42	40.96417
337	Углерода оксид	7.20	30.0	32.52	245.785
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00006	0.00045
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.6775	4.9157
2754	Углеводороды	3.60	15.0	16.26	122.8925
	ИТОГО			**102.95296**	**777.90996**

ИЗА	**0211**	**Уст-480. Расходные резервуары ГСМ (3 ед.)**
ИВ	001	Расходные резервуары дизтоплива

Расчет выполнен по методике [3].

Исходные данные и расчет эмиссий, г/с

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конст-рукция	Наимен. вещества	$M_{сек} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с
001	Расходные резервуары дизтоплива	27.5	гориз.назем	Пары дизтоп.	3.92	1	11.0	0.0120

Исходные данные и расчет эмиссий, т/год

Номер ИВ	Наимен. вещества	$M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_р$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/год	$G_{хр}$	$K_{нп}$	$N_р$	$M_{год}$, т/год
001	Пары дизтоп.	2.36	3.15	2730.9	0.270	0.0029	3	0.0099

Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содерж. ЗВ, %	Выбросы ЗВ, всего	
			г/с	т/год
333	Сероводород	0.28%	0.000034	0.00003
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	99.72%	0.0119	0.0098

ИЗА	**6203**	**Уст-480. Линия подачи ГСМ**
ИВ	001 - 002	Система подачи дизтоплива
	003 - 005	Система подачи смазочного масла

Расчет выполнен по методике [20].

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/год	кг/ч	г/с	т/год
001	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	70	8760	0.0025	0.0486	1.5330
002	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	120	8760	0.00011	0.0037	0.1156
ИТОГО:							
Дизельное топливо		Дизельное топливо	190	8760	-	0.0523	1.6486

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/год
333	Сероводород	0.28%	0.0002	0.0046
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	99.72%	0.0521	1.6440

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/год	кг/ч	г/с	т/год
003	Насосы	смазочное масло	5	8760	0.013	0.0181	0.5694
004	Запорно-регулирующая арматура	смазочное масло	40	8760	0.0025	0.0278	0.8760
005	Фланцевые соединения	смазочное масло	55	8760	0.00011	0.0017	0.0530
ИТОГО:							
масло минеральное		смазочное масло	100	8760	-	0.0475	1.4984

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/год
2735	Масло минеральное	100	0.0475	1.4984

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/год
333	Сероводород	0.0002	0.0046
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	0.0521	1.6440
2735	Масло минеральное	0.0475	1.4984

ИЗА	**0212**	**Уст-480. Резервные генераторы (4 ед.)**
ИВ	001	Резервный генератор
	002	Резервный генератор
	003	Резервный генератор
	004	Резервный генератор

Расчет выполнен по методике [1].

Исходные данные

ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/нед
001	2710	1500-3000	609.0	1498.1	2460	47
002	2710	1500-3000	609.0	1498.1	2460	47
003	861	1500-3000	187.1	460.1	2460	47
004	861	1500-3000	187.1	460.1	2460	47
ИТОГО по источнику:						
4		1500-3000		3916.6	2460	47

Расчетные вспомогательные параметры

Расчетная группа СДУ		Г
Количество одновременно работающих генераторов	шт.	4
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.225
Коэффициент использования, k		1.000

Расчет эмиссий

Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год
	Азота оксиды	10.80	45.0	21.4260	176.2455
301	Азота диоксид			17.1408	140.9964
304	Азота оксид			2.7854	22.9119
328	Сажа	0.6	2.5	1.1903	9.7914
330	Серы диоксид	1.20	5.0	2.3807	19.5828
337	Углерода оксид	7.20	30.0	14.2840	117.4970
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.0000	0.0002
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.2976	2.3499
2754	Углеводороды	3.60	15.0	7.1420	58.7485

ИЗА	**0213**	**Уст-480. Расходные резервуары ГСМ (2 ед.)**						
ИВ	001	Расходные резервуары дизтоплива						
Расчет выполнен по методике [6].								
Исходные данные и расчет эмиссий, г/с								
Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конст-рукция	Наимен. вещества	$M_{сек} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с
001	Расходные резервуары дизтоплива	12	гориз.назем	Пары дизтоп.	3.92	1	10.0	0.0109
Исходные данные и расчет эмиссий, т/год								
Номер ИВ	Наимен. вещества	$M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_p$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/год	$G_{хр}$	$K_{нп}$	N_p	$M_{год}$, т/год
001	Пары дизтоп.	2.36	3.15	1498.1	0.270	0.0029	2	0.0057
Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах								
Код ЗВ	Наименование ЗВ				Содерж. ЗВ, %	Выбросы ЗВ, всего		
						г/с	т/год	
333	Сероводород				0.28%	0.00003	0.00002	
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}				99.72%	0.0109	0.0057	

ИЗА	**0214**	**Уст-480. Расходные резервуары ГСМ (2 ед.)**						
ИВ	001	Расходные резервуары дизтоплива						
Расчет выполнен по методике [6].								
Исходные данные и расчет эмиссий, г/с								
Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конст-рукция	Наимен. вещества	$M_{сек} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с
001	Расходные резервуары дизтоплива	4	гориз.назем	Пары дизтоп.	3.92	1	10.0	0.0109
Исходные данные и расчет эмиссий, т/год								
Номер ИВ	Наимен. вещества	$M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_p$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/год	$G_{хр}$	$K_{нп}$	N_p	$M_{год}$, т/год
001	Пары дизтоп.	2.36	3.15	460.1	0.270	0.0029	2	0.0028
Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах								
Код ЗВ	Наименование ЗВ				Содерж. ЗВ, %	Выбросы ЗВ, всего		
						г/с	т/год	
333	Сероводород				0.28%	0.00003	0.00001	
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}				99.72%	0.0109	0.0028	

ИЗА	**6204**	**Уст-480. Линия подачи ГСМ**					
ИВ	001 - 002	Система подачи дизтоплива					
	003 - 005	Система подачи смазочного масла					
Расчет выполнен по методике [20].							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/год	кг/ч	г/с	т/год
001	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	140	8760	0.0025	0.0972	3.0660
002	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	240	8760	0.00011	0.0073	0.2313
ИТОГО:							
Дизельное топливо		Дизельное топливо	380	8760	-	0.1045556	3.297264
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока		Выбросы, всего		
			мас. %		г/с	т/год	
333	Сероводород		0.28%		0.0003	0.0092	
2754	Углеводороды С12-С19		99.72%		0.1043	3.2880	
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/год	кг/ч	г/с	т/год
003	Насосы	смазочное масло	10	8760	0.013	0.0361	1.1388
004	Запорно-регулирующая арматура	смазочное масло	50	8760	0.0025	0.0347	1.0950
005	Фланцевые соединения	смазочное масло	75	8760	0.00011	0.0023	0.0723
ИТОГО:							
масло минеральное		смазочное масло	135	8760	-	0.0731	2.3061
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока		Выбросы, всего		
			мас. %		г/с	т/год	
2735	Масло минеральное		100		0.0731	2.3061	

Итого по ИЗА			
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/год
333	Сероводород	0.0003	0.0092
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	0.1043	3.2880
2735	Масло минеральное	0.0731	2.3061

ИЗА	**6205**	**Уст-420. Система распределения топливного газа**					
ИВ	001 - 003	Подача топливного газа					
	004 - 006	Подача уплотнительного масла компрессоров					
Расчет выполнен по методике [20].							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/год	кг/ч	г/с	т/год
001	Предохранительные клапаны	ТГ	10	8760	0.0088	0.0244	0.7709
002	Запорно-регулирующая арматура	ТГ	215	8760	0.0045	0.2688	8.4753
003	Фланцевые соединения	ТГ	340	8760	0.00039	0.0368	1.1616
ИТОГО:							
топливный газ		ТГ	565	8760	-	0.3300	10.4078
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока			Выбросы, всего	
			мас. %			г/с	т/год
333	Сероводород		0.0022			0.0000073	0.0002314
415	Углеводороды С1-С5		98.0738			0.3236436	10.2072836
416	Углеводороды С6-С10		1.7629			0.0058176	0.1834781
602	бензол		0.0374			0.0001233	0.0038897
616	Ксилол		0.0027			0.0000088	0.0002789
620	этилбензол		0.0038			0.0000126	0.0003982
621	Толуол		0.0204			0.0000675	0.002128
1728	Этилмеркаптан		0.0078			0.0000256	0.000807
2754	Углеводороды С11-С19		0.0001			0.0000004	0.0000115
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
004	Насосы	Уплотнительное масло	5	8760	0.0024	0.0033	0.1051
005	Запорно-регулирующая арматура	Уплотнительное масло	25	8760	0.0045	0.0313	0.9855
006	Фланцевые соединения	Уплотнительное масло	40	8760	0.00039	0.0043	0.1367
ИТОГО:							
масло минеральное		Уплотнительное масло	70	8760	-	0.0389	1.2273
Идентификация вредных веществ в потоке							
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Состав потока			Выбросы, всего	
			мас. %			г/с	т/период
2735	Масло минеральное		100			0.0389	1.2273

Итого по ИЗА			
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.0000073	0.0002314
415	Углеводороды С1-С5	0.3236436	10.2072836
416	Углеводороды С6-С10	0.0058176	0.1834781
602	бензол	0.0001233	0.0038897
616	Ксилол	0.0000088	0.0002789
620	этилбензол	0.0000126	0.0003982
621	Толуол	0.0000675	0.002128
1728	Этилмеркаптан	0.0000256	0.000807
2735	Масло минеральное	0.0389	1.227276
2754	Углеводороды С11-С19	0.0000004	0.0000115

ИЗА	**0215**	***Уст.-730. Дизельный генератор насоса пожарной воды (2 ед.)***
ИВ	001	Дизельный генератор насоса пожарной воды
	002	Дизельный генератор насоса пожарной воды
Расчет выполнен по методике [1].		
Исходные данные		

ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы	
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год	ч/нед
001	708	1500-3000	155.2	18.6	120	2
002	708	1500-3000	155.2	18.6	120	2
ИТОГО по источнику:						
2	708	1500-3000	155.2	37.2	120	2

Расчетные вспомогательные параметры		
Расчетная группа СДУ		Г
Количество одновременно работающих генераторов	шт.	2
Средний удельный расход топлива bэ	кг/кВт.ч	0.219
Коэффициент использования, k		1.000

Расчет эмиссий					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Макс., г/с	Валовые, т/год
	Азота оксиды	10.80	45.0	4.2480	1.6762
301	Азота диоксид			3.3984	1.3409
304	Азота оксид			0.5522	0.2179
328	Сажа	0.6	2.5	0.2360	0.0931
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.4720	0.1862
337	Углерода оксид	7.20	30.0	2.8320	1.1174
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.00001	0.000002
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0590	0.0223
2754	Углеводороды	3.60	15.0	1.4160	0.5587

ИЗА	**0216**	**Уст-730. Расходные резервуары ГСМ**
ИВ	001	Расходные резервуары дизтоплива

Расчет выполнен по методике [3].

Исходные данные и расчет эмиссий, г/с

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конст-рукция	Наимен. вещества	$M_{сек} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с
001	Расходные резервуары дизтоплива	4.05	Вертик.	Пары дизтоп.	3.92	0.9	11.0	0.0108

Исходные данные и расчет эмиссий, т/год

Номер ИВ	Наимен. вещества	$M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_p$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/год	$G_{хр}$	$K_{нп}$	N_p	$M_{год}$, т/год
001	Пары дизтоп.	2.36	3.15	18.6	0.270	0.0029	2	0.0016

Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содерж. ЗВ, %	Выбросы ЗВ, всего	
			г/с	т/год
333	Сероводород	0.28%	0.00003	0.0000045
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	99.72%	0.0107	0.0016

ИЗА	**6206**	**Уст-730. Линия подачи ГСМ**
ИВ	001 - 002	Система подачи дизтоплива
	003 - 005	Система подачи смазочного масла

Расчет выполнен по методике [20].

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/год	кг/ч	г/с	т/год
001	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	95	8760	0.0025	0.0659722	2.0805
002	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	160	8760	0.00011	0.0048889	0.154176
ИТОГО:							
	Дизельное топливо	Дизельное топливо	255	8760	-	0.0708611	2.234676

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/год
333	Сероводород	0.28%	0.0002	0.0063
2754	Углеводороды С12-С19	99.72%	0.0707	2.2284

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/год	кг/ч	г/с	т/год
003	Насосы	смазочное масло	10	8760	0.013	0.0361	1.1388
004	Запорно-регулирующая арматура	смазочное масло	65	8760	0.0025	0.0451	1.4235
005	Фланцевые соединения	смазочное масло	100	8760	0.00011	0.0031	0.0964

ИТОГО:						
смазочное масло	смазочное масло	175	8760	-	0.0843	2.6587

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/год
2735	Масло минеральное	100	0.0843	2.6587

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/год
333	Сероводород	0.0002	0.0063
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	0.0707	2.2284
2735	Масло минеральное	0.0843	2.6587

ИЗА	**0217**	**Уст-430. Резервуар хранения дизтоплива**
ИВ	001	Резервуар хранения дизтоплива

Расчет выполнен по методике [3].

Исходные данные и расчет эмиссий, г/с

Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конст-рукция	Наимен. вещества	$M_{сек} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с
001	Резервуар хранения дизтоплива	241	назем.вертик	Пары дизтоп.	3.92	0.9	50.0	0.0490

Исходные данные и расчет эмиссий, т/год

Номер ИВ	Наимен. вещества	$M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_p$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/год	$G_{хр}$	$K_{нп}$	N_p	$M_{год}$, т/год
001	Пары дизтоп.	2.36	3.15	2500.0	0.270	0.0029	1	0.0070

Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содерж. ЗВ, %	Выбросы ЗВ, всего	
			г/с	т/год
333	Сероводород	0.28%	0.0001	0.00002
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19}	99.72%	0.0489	0.0070

ИЗА	**6207**	**Уст-430. Система распр-я дизтоплива**
ИВ	001 - 003	-

Расчет выполнен по методике [20].

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/год	кг/ч	г/с	т/год
001	Насосы	Дизельное топливо	3	8760	0.013	0.0108	0.3416
002	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	12	8760	0.0025	0.0083	0.2628
003	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	24	8760	0.00011	0.0007	0.0231
ИТОГО:							
Дизельное топливо		Дизельное топливо	39	8760	-	0.0199	0.6276

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/год
333	Сероводород	0.28%	0.0001	0.0018
2754	Углеводороды С12-С19	99.72%	0.0198	0.6258

ИЗА	**0218**	**Мастерская**
ИВ	001	Заточной станок
	002	Токарно-винторезный станок
	003	Сверлильный станок
	004	Отрезной станок
	005	Резьбонарезной станок
	006	Гидравлический ленточнопильный станок

Расчет выполнен по методике [4].

Наименование оборудования	Коли-чество	Мощность	Продолжит. работы		Код ЗВ	Наименование ЗВ	q, г/с	Выбросы ЗВ	
		кВт	ч/сут	ч/год				г/с	т/год
Заточной станок	1	0.85	12	4380	2868	Эмульсол	1.04E-06	8.8E-07	0.000014
Токарно-винторезный станок	1	7.5	12	4380	2868	Эмульсол	5.0E-07	3.8E-06	0.000059
Сверлильный станок	1	1.1	12	4380	2868	Эмульсол	5.0E-07	5.5E-07	0.000009
Отрезной станок	1	2.2	12	4380	2868	Эмульсол	5.0E-07	1.1E-06	0.000017
Резьбонарезной станок	1	1.7	12	4380	2868	Эмульсол	5.0E-07	8.5E-07	0.000013
Гидравлический ленточнопильный станок	1	1.13	12	4380	2868	Эмульсол	5.0E-07	5.7E-07	0.000009

ВСЕГО	**6**				**2868**	**Эмульсол**		**0.000008**	**0.000121**

ИЗА	**6208**	**Уст-430. Пункты заправки топливом**						
ИВ	001							
Расчет выполнен по методике [3].								
Количество пунктов	C_1, г/м3	$C_б$, г/м3	$V_ч^{max}$, м3/ч	Q, м3/год	M, г/с	Расчет годовых выбросов, т/год		
						Gзак, т/год	Gпр, т/год	Gзак + Gпр
2	3.92	2.66	6.96	1086	0.0076	0.0029	0.0543	0.0572
Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах								
Код ЗВ	Наименование ЗВ				Выбросы, всего			
					г/с		т/год	
	Пары дизтоплива				0.0076		0.0572	
	В том числе:							
333	Сероводород (0.28%)				0.00002		0.0002	
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19} (99.72%)				0.0076		0.0570	

ИЗА	**6209**	**Топливозаправщик**						
ИВ	001							
Расчет выполнен по методике [3].								
Количество пунктов	C_1, г/м3	$C_б$, г/м3	$V_ч^{max}$, м3/ч	Q, м3/год	M, г/с	Расчет годовых выбросов, т/год		
						Gзак, т/год	Gпр, т/год	Gзак + Gпр
1	3.92	2.66	6.96	543	0.0076	0.0014	0.0271	0.0286
Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах								
Код ЗВ	Наименование ЗВ				Выбросы, всего			
					г/с		т/год	
	Пары дизтоплива				0.0076		0.0286	
	В том числе:							
333	Сероводород (0.28%)				0.00002		0.00008	
2754	Углеводороды C_{12}-C_{19} (99.72%)				0.0076		0.0285	

№ ИЗА	***6211***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Циркуляционный насос теплоносителя и неплотности ЗРА и ФС***
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***	***Неорганизованный выброс***

Выделение вредных веществ через неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений определены в соответствии с **"Методикой расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования"**. **РД 39.142-00**, Минэнергетики РФ ОАО "НИПИГАЗПЕРЕРАБОТКА", 2000 г.

Максимально разовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_j = Y_{нуij}/1000 = g_{нуi}*n_i*x_{нуi}*c_j/1000}$, г/с

Валовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{П_j = (T*Y_{нуij})/10^9*3600}$, т/год

Исходные параметры:

Расчетная величина утечки для двойных торцевых уплотнений насосов (Приложение 1):	$g_{нуi}$	0.02	мг/с
Количество работающих насосов на потоке МЭГ:	n_i	1	шт.
Расчетная доля уплотнений насосов, потерявших герметичность (общее число уплотнений насосов принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.226	доли ед-цы
Расчетная величина утечки запорно-регулирующей арматуры (Приложение 1):	$g_{нуi}$	1.83	мг/с
Количество ЗРА на работающих насосах на потоке МЭГ:	n_i	4	шт.
Расчетная доля уплотнений ЗРА, потерявших герметичность (общее число уплотнений ЗРА принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.07	доли ед-цы
Расчетная величина утечки фланцевых соединений (Приложение 1):	$g_{нуi}$	0.08	мг/с
Количество ФС на работающих насосах на потоке МЭГ:	n_i	8	шт.
Расчетная доля уплотнений ФС, потерявших герметичность (общее число уплотнений ФС принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.02	доли ед-цы
Массовая доля вредного компонента в продукте утечки:	c_j	0.5793	
Итого утечки МЭГ от насосов, ЗРА и ФС:	$Y_{нуij}$	0.3068668	мг/с
Годовой (валовый) выброс от одной единицы оборудования:	M	0.0096774	т/год
Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования:	T	8760	ч/год

Выбросы паров МЭГ в атмосферу от неплотностей насосов, ЗРА и ФС:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимально разовый выброс ЗВ, г/с	Валовый выброс ЗВ, т/год
2735	Масло минеральное	0.0003	0.0097
Всего по источнику:		**0.0003**	**0.0097**

№ ИЗА	**6212**	**Наименование источника загрязнения атмосферы**	**Циркуляционный насос теплоносителя и неплотности ЗРА и ФС**
№ ИВ	**001**	**Наименование источника выделения**	**Неорганизованный выброс**

Выделение вредных веществ через неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений определены в соответствии с "**Методикой расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования"**. **РД 39.142-00**, Минэнергетики РФ ОАО "НИПИГАЗПЕРЕРАБОТКА", 2000 г.

Максимально разовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_j = Y_{нуij}/1000 = g_{нуi}*n_i*x_{нуi}*c_j/1000}$, г/с

Валовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{П_j = (T*Y_{нуij})/10^9*3600}$, т/год

Исходные параметры:

Расчетная величина утечки для двойных торцевых уплотнений насосов (Приложение 1):	$g_{нуi}$	0.02	мг/с
Количество работающих насосов на потоке МЭГ:	n_i	1	шт.
Расчетная доля уплотнений насосов, потерявших герметичность (общее число уплотнений насосов принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.226	доли ед-цы
Расчетная величина утечки запорно-регулирующей арматуры (Приложение 1):	$g_{нуi}$	1.83	мг/с
Количество ЗРА на работающих насосах на потоке МЭГ:	n_i	4	шт.
Расчетная доля уплотнений ЗРА, потерявших герметичность (общее число уплотнений ЗРА принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.07	доли ед-цы
Расчетная величина утечки фланцевых соединений (Приложение 1):	$g_{нуi}$	0.08	мг/с
Количество ФС на работающих насосах на потоке МЭГ:	n_i	8	шт.
Расчетная доля уплотнений ФС, потерявших герметичность (общее число уплотнений ФС принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.02	доли ед-цы
Массовая доля вредного компонента в продукте утечки:	c_j	0.5793	
Итого утечки МЭГ от насосов, ЗРА и ФС:	$Y_{нуij}$	0.3068668	мг/с
Годовой (валовый) выброс от одной единицы оборудования:	M	0.0096774	т/год
Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования:	T	8760	ч/год

Выбросы паров МЭГ в атмосферу от неплотностей насосов, ЗРА и ФС:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимально разовый выброс ЗВ, г/с	Валовый выброс ЗВ, т/год
2735	Масло минеральное	0.0003	0.0097
Всего по источнику:		**0.0003**	**0.0097**

№ ИЗА	**6213**	**Наименование источника загрязнения атмосферы**	**Насос системы теплоносителя и неплотности ЗРА и ФС**
№ ИВ	**001**	**Наименование источника выделения**	**Неорганизованный выброс**

Выделение вредных веществ через неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений определены в соответствии с "**Методикой расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования"**. **РД 39.142-00**, Минэнергетики РФ ОАО "НИПИГАЗПЕРЕРАБОТКА", 2000 г.

Максимально разовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_j = Y_{нуij}/1000 = g_{нуi}*n_i*x_{нуi}*c_j/1000}$, г/с

Валовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{П_j = (T*Y_{нуij})/10^9*3600}$, т/год

Исходные параметры:

Расчетная величина утечки для двойных торцевых уплотнений насосов (Приложение 1):	$g_{нуi}$	0.02	мг/с
Количество работающих насосов на потоке МЭГ:	n_i	1	шт.
Расчетная доля уплотнений насосов, потерявших герметичность (общее число уплотнений насосов принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.226	доли ед-цы
Расчетная величина утечки запорно-регулирующей арматуры (Приложение 1):	$g_{нуi}$	1.83	мг/с
Количество ЗРА на работающих насосах на потоке МЭГ:	n_i	4	шт.
Расчетная доля уплотнений ЗРА, потерявших герметичность (общее число уплотнений ЗРА принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.07	доли ед-цы
Расчетная величина утечки фланцевых соединений (Приложение 1):	$g_{нуi}$	0.08	мг/с
Количество ФС на работающих насосах на потоке МЭГ:	n_i	8	шт.

Расчетная доля уплотнений ФС, потерявших герметичность (общее число уплотнений ФС принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.02	доли ед-цы
Массовая доля вредного компонента в продукте утечки:	c_j	0.5793	
Итого утечки МЭГ от насосов, ЗРА и ФС:	$Y_{нуij}$	0.3068668	мг/с
Годовой (валовый) выброс от одной единицы оборудования:	M	0.0096774	т/год
Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования:	T	8760	ч/год

Выбросы паров МЭГ в атмосферу от неплотностей насосов, ЗРА и ФС:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимально разовый выброс ЗВ, г/с	Валовый выброс ЗВ, т/год
2735	Масло минеральное	0.0003	0.0097
Всего по источнику:		**0.0003**	**0.0097**

№ ИЗА	***6214***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Насос системы теплоносителя и неплотности ЗРА и ФС***
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***	***Неорганизованный выброс***

Выделение вредных веществ через неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений определены в соответствии с "**Методикой расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования"**. **РД 39.142-00**, Минэнергетики РФ ОАО "НИПИГАЗПЕРЕРАБОТКА", 2000 г.

Максимально разовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_j = Y_{нуij}/1000 = g_{нуi}*n_i*x_{нуi}*c_j/1000}$, г/с

Валовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{П_j = (T*Y_{нуij})/10^9*3600}$, т/год

Исходные параметры:

Расчетная величина утечки для двойных торцевых уплотнений насосов (Приложение 1):	$g_{нуi}$	0.02	мг/с
Количество работающих насосов на потоке МЭГ:	n_i	1	шт.
Расчетная доля уплотнений насосов, потерявших герметичность (общее число уплотнений насосов принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.226	доли ед-цы
Расчетная величина утечки запорно-регулирующей арматуры (Приложение 1):	$g_{нуi}$	1.83	мг/с
Количество ЗРА на работающих насосах на потоке МЭГ:	n_i	4	шт.
Расчетная доля уплотнений ЗРА, потерявших герметичность (общее число уплотнений ЗРА принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.07	доли ед-цы
Расчетная величина утечки фланцевых соединений (Приложение 1):	$g_{нуi}$	0.08	мг/с
Количество ФС на работающих насосах на потоке МЭГ:	n_i	8	шт.
Расчетная доля уплотнений ФС, потерявших герметичность (общее число уплотнений ФС принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.02	доли ед-цы
Массовая доля вредного компонента в продукте утечки:	c_j	0.5793	
Итого утечки МЭГ от насосов, ЗРА и ФС:	$Y_{нуij}$	0.3068668	мг/с
Годовой (валовый) выброс от одной единицы оборудования:	M	0.0096774	т/год
Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования:	T	8760	ч/год

Выбросы паров МЭГ в атмосферу от неплотностей насосов, ЗРА и ФС:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимально разовый выброс ЗВ, г/с	Валовый выброс ЗВ, т/год
2735	Масло минеральное	0.0003	0.0097
Всего по источнику:		**0.0003**	**0.0097**

ИЗА	**0219**	**Расширительный бак хладагента**						
ИВ	001							
Расчет выполнен по методике [1].								
Исходные данные и расчет эмиссий, г/с								
Номер ИВ	Наимен. ИВ	Емк. резер., м3	Конструкция	Наимен. вещества	$M_{сек} = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$			
					C_1	K_p^{max}	$V_ч^{max}$	$M_{м.р.}$, г/с
001	Расширительный бак	3	гориз. наземный	Этиленгликоль	0.39	1	11.09	0.0012
Исходные данные и расчет эмиссий, т/период								
Номер ИВ	Наимен. вещества	$M_{год} = (У_{оз} + У_{вл}) / 2 * B * K_p^{max} * 10^{-6} + G_{хр} * K_{нп} * N_p$						
		$У_{оз}$	$У_{вл}$	B, т/период	$G_{хр}$	$K_{нп}$	N_p	Мгод, т/период
001	Этиленгликоль	0.25	0.24	80.0	0.220	0.00027	1	0.0001
Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах								

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Содерж. ЗВ, %	Выбросы ЗВ, всего	
			г/с	т/период
1078	Этиленгликоль	100%	0.0012	0.00008

№ ИЗА	***6215***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Насос перекачки МЭГ из бочек и неплотности ЗРА и ФС***		
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***	***Неорганизованный выброс***		
Выделение вредных веществ через неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений определены в соответствии с "**Методикой расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования"**. **РД 39.142-00**, Минэнергетики РФ ОАО "НИПИГАЗПЕРЕРАБОТКА", 2000 г. Максимально разовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_j = Y_{нуij}/1000 = g_{нуi}*n_i*x_{нуi}*c_j/1000}$, г/с Валовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{П_j = (T*Y_{нуij})/10^9*3600}$, т/год **Исходные параметры:**					
Расчетная величина утечки для двойных торцевых уплотнений насосов (Приложение 1):			$g_{нуi}$	0.02	мг/с
Количество работающих насосов на потоке МЭГ:			n_i	1	шт.
Расчетная доля уплотнений насосов, потерявших герметичность (общее число уплотнений насосов принято 1) (Приложение 1):			$x_{нуi}$	0.226	доли ед-цы
Расчетная величина утечки запорно-регулирующей арматуры (Приложение 1):			$g_{нуi}$	1.83	мг/с
Количество ЗРА на работающих насосах на потоке МЭГ:			n_i	4	шт.
Расчетная доля уплотнений ЗРА, потерявших герметичность (общее число уплотнений ЗРА принято 1) (Приложение 1):			$x_{нуi}$	0.07	доли ед-цы
Расчетная величина утечки фланцевых соединений (Приложение 1):			$g_{нуi}$	0.08	мг/с
Количество ФС на работающих насосах на потоке МЭГ:			n_i	8	шт.
Расчетная доля уплотнений ФС, потерявших герметичность (общее число уплотнений ФС принято 1) (Приложение 1):			$x_{нуi}$	0.02	доли ед-цы
Массовая доля вредного компонента в продукте утечки:			c_j	1	
Итого утечки МЭГ от насосов, ЗРА и ФС:			$Y_{нуij}$	0.52972	мг/с
Годовой (валовый) выброс от одной единицы оборудования:			M	0.0167052	т/год
Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования:			T	8760	ч/год
Выбросы паров МЭГ в атмосферу от неплотностей насосов, ЗРА и ФС:					
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимально разовый выброс ЗВ, г/с		Валовый выброс ЗВ, т/год	
1078	Этиленгликоль	0.0005		0.0167	
Всего по источнику:		**0.0005**		**0.0167**	

№ ИЗА	***6216***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Насос подачи МЭГ и неплотности ЗРА и ФС***		
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***	***Неорганизованный выброс***		
Выделение вредных веществ через неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений определены в соответствии с "**Методикой расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования"**. **РД 39.142-00**, Минэнергетики РФ ОАО "НИПИГАЗПЕРЕРАБОТКА", 2000 г. Максимально разовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_j = Y_{нуij}/1000 = g_{нуi}*n_i*x_{нуi}*c_j/1000}$, г/с Валовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{П_j = (T*Y_{нуij})/10^9*3600}$, т/год **Исходные параметры:**					
Расчетная величина утечки для двойных торцевых уплотнений насосов (Приложение 1):			$g_{нуi}$	0.02	мг/с
Количество работающих насосов на потоке МЭГ:			n_i	1	шт.
Расчетная доля уплотнений насосов, потерявших герметичность (общее число уплотнений насосов принято 1) (Приложение 1):			$x_{нуi}$	0.226	доли ед-цы
Расчетная величина утечки запорно-регулирующей арматуры (Приложение 1):			$g_{нуi}$	1.83	мг/с
Количество ЗРА на работающих насосах на потоке МЭГ:			n_i	4	шт.
Расчетная доля уплотнений ЗРА, потерявших герметичность (общее число уплотнений ЗРА принято 1) (Приложение 1):			$x_{нуi}$	0.07	доли ед-цы

Расчетная величина утечки фланцевых соединений (Приложение 1):	$g_{нуi}$	0.08	мг/с
Количество ФС на работающих насосах на потоке МЭГ:	n_i	8	шт.
Расчетная доля уплотнений ФС, потерявших герметичность (общее число уплотнений ФС принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.02	доли ед-цы
Массовая доля вредного компонента в продукте утечки:	c_j	0.5793	
Итого утечки МЭГ от насосов, ЗРА и ФС:	$Y_{нуij}$	0.3068668	мг/с
Годовой (валовый) выброс от одной единицы оборудования:	M	0.0096774	т/год
Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования:	T	8760	ч/год

Выбросы паров МЭГ в атмосферу от неплотностей насосов, ЗРА и ФС:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимально разовый выброс ЗВ, г/с	Валовый выброс ЗВ, т/год
1078	Этиленгликоль	0.0003	0.0097
Всего по источнику:		**0.0003**	**0.0097**

№ ИЗА	***6217***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Насос подачи МЭГ и неплотности ЗРА и ФС***
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***	***Неорганизованный выброс***

Выделение вредных веществ через неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений определены в соответствии с "**Методикой расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования"**. **РД 39.142-00**, Минэнергетики РФ ОАО "НИПИГАЗПЕРЕРАБОТКА", 2000 г.

Максимально разовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_j = Y_{нуij}/1000 = g_{нуi}*n_i*x_{нуi}*c_j/1000}$, г/с

Валовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{П_j = (T*Y_{нуij})/10^9*3600}$, т/год

Исходные параметры:

Расчетная величина утечки для двойных торцевых уплотнений насосов (Приложение 1):	$g_{нуi}$	0.02	мг/с
Количество работающих насосов на потоке МЭГ:	n_i	1	шт.
Расчетная доля уплотнений насосов, потерявших герметичность (общее число уплотнений насосов принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.226	доли ед-цы
Расчетная величина утечки запорно-регулирующей арматуры (Приложение 1):	$g_{нуi}$	1.83	мг/с
Количество ЗРА на работающих насосах на потоке МЭГ:	n_i	4	шт.
Расчетная доля уплотнений ЗРА, потерявших герметичность (общее число уплотнений ЗРА принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.07	доли ед-цы
Расчетная величина утечки фланцевых соединений (Приложение 1):	$g_{нуi}$	0.08	мг/с
Количество ФС на работающих насосах на потоке МЭГ:	n_i	8	шт.
Расчетная доля уплотнений ФС, потерявших герметичность (общее число уплотнений ФС принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.02	доли ед-цы
Массовая доля вредного компонента в продукте утечки:	c_j	0.5793	
Итого утечки МЭГ от насосов, ЗРА и ФС:	$Y_{нуij}$	0.3068668	мг/с
Годовой (валовый) выброс от одной единицы оборудования:	M	0.0096774	т/год
Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования:	T	8760	ч/год

Выбросы паров МЭГ в атмосферу от неплотностей насосов, ЗРА и ФС:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимально разовый выброс ЗВ, г/с	Валовый выброс ЗВ, т/год
1078	Этиленгликоль	0.0003	0.0097
Всего по источнику:		**0.0003**	**0.0097**

№ ИЗА	***6218***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Циркуляционный насос хладагента и неплотности ЗРА и ФС***
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***	***Неорганизованный выброс***

Выделение вредных веществ через неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений определены в соответствии с "**Методикой расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования"**. **РД 39.142-00**, Минэнергетики РФ ОАО "НИПИГАЗПЕРЕРАБОТКА", 2000 г.

Максимально разовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_j = Y_{нуij}/1000 = g_{нуi}*n_i*x_{нуi}*c_j/1000}$, г/с

Валовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{П_j = (T*Y_{нуij})/10^9*3600}$, т/год **Исходные параметры:**			
Расчетная величина утечки для двойных торцевых уплотнений насосов (Приложение 1):	$g_{нуi}$	0.02	мг/с
Количество работающих насосов на потоке МЭГ:	n_i	1	шт.
Расчетная доля уплотнений насосов, потерявших герметичность (общее число уплотнений насосов принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.226	доли ед-цы
Расчетная величина утечки запорно-регулирующей арматуры (Приложение 1):	$g_{нуi}$	1.83	мг/с
Количество ЗРА на работающих насосах на потоке МЭГ:	n_i	4	шт.
Расчетная доля уплотнений ЗРА, потерявших герметичность (общее число уплотнений ЗРА принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.07	доли ед-цы
Расчетная величина утечки фланцевых соединений (Приложение 1):	$g_{нуi}$	0.08	мг/с
Количество ФС на работающих насосах на потоке МЭГ:	n_i	8	шт.
Расчетная доля уплотнений ФС, потерявших герметичность (общее число уплотнений ФС принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.02	доли ед-цы
Массовая доля вредного компонента в продукте утечки:	c_j	0.5793	
Итого утечки МЭГ от насосов, ЗРА и ФС:	$Y_{нуij}$	0.3068668	мг/с
Годовой (валовый) выброс от одной единицы оборудования:	M	0.0096774	т/год
Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования:	T	8760	ч/год

Выбросы паров МЭГ в атмосферу от неплотностей насосов, ЗРА и ФС:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимально разовый выброс ЗВ, г/с	Валовый выброс ЗВ, т/год
1078	Этиленгликоль	0.0003	0.0097
Всего по источнику:		**0.0003**	**0.0097**

№ ИЗА	***6219***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Циркуляционный насос хладагента и неплотности ЗРА и ФС***
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***	***Неорганизованный выброс***

Выделение вредных веществ через неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений определены в соответствии с "**Методикой расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования"**. **РД 39.142-00**, Минэнергетики РФ ОАО "НИПИГАЗПЕРЕРАБОТКА", 2000 г.

Максимально разовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_j = Y_{нуij}/1000 = g_{нуi}*n_i*x_{нуi}*c_j/1000}$, г/с

Валовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{П_j = (T*Y_{нуij})/10^9*3600}$, т/год

Исходные параметры:

Расчетная величина утечки для двойных торцевых уплотнений насосов (Приложение 1):	$g_{нуi}$	0.02	мг/с
Количество работающих насосов на потоке МЭГ:	n_i	1	шт.
Расчетная доля уплотнений насосов, потерявших герметичность (общее число уплотнений насосов принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.226	доли ед-цы
Расчетная величина утечки запорно-регулирующей арматуры (Приложение 1):	$g_{нуi}$	1.83	мг/с
Количество ЗРА на работающих насосах на потоке МЭГ:	n_i	4	шт.
Расчетная доля уплотнений ЗРА, потерявших герметичность (общее число уплотнений ЗРА принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.07	доли ед-цы
Расчетная величина утечки фланцевых соединений (Приложение 1):	$g_{нуi}$	0.08	мг/с
Количество ФС на работающих насосах на потоке МЭГ:	n_i	8	шт.
Расчетная доля уплотнений ФС, потерявших герметичность (общее число уплотнений ФС принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.02	доли ед-цы
Массовая доля вредного компонента в продукте утечки:	c_j	0.5793	
Итого утечки МЭГ от насосов, ЗРА и ФС:	$Y_{нуij}$	0.3068668	мг/с
Годовой (валовый) выброс от одной единицы оборудования:	M	0.0096774	т/год
Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования:	T	8760	ч/год

Выбросы паров МЭГ в атмосферу от неплотностей насосов, ЗРА и ФС:			
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимально разовый выброс ЗВ, г/с	Валовый выброс ЗВ, т/год
1078	Этиленгликоль	0.0003	0.0097
Всего по источнику:		**0.0003**	**0.0097**

№ ИЗА	***6220***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Циркуляционный насос хладагента и неплотности ЗРА и ФС***
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***	***Неорганизованный выброс***

Выделение вредных веществ через неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений определены в соответствии с "**Методикой расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования"**. **РД 39.142-00**, Минэнергетики РФ ОАО "НИПИГАЗПЕРЕРАБОТКА", 2000 г.

Максимально разовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_j = Y_{нуij}/1000 = g_{нуi}*n_i*x_{нуi}*c_j/1000}$, г/с

Валовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{П_j = (T*Y_{нуij})/10^9*3600}$, т/год

Исходные параметры:

Расчетная величина утечки для двойных торцевых уплотнений насосов (Приложение 1):	$g_{нуi}$	0.02	мг/с
Количество работающих насосов на потоке МЭГ:	n_i	1	шт.
Расчетная доля уплотнений насосов, потерявших герметичность (общее число уплотнений насосов принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.226	доли ед-цы
Расчетная величина утечки запорно-регулирующей арматуры (Приложение 1):	$g_{нуi}$	1.83	мг/с
Количество ЗРА на работающих насосах на потоке МЭГ:	n_i	4	шт.
Расчетная доля уплотнений ЗРА, потерявших герметичность (общее число уплотнений ЗРА принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.07	доли ед-цы
Расчетная величина утечки фланцевых соединений (Приложение 1):	$g_{нуi}$	0.08	мг/с
Количество ФС на работающих насосах на потоке МЭГ:	n_i	8	шт.
Расчетная доля уплотнений ФС, потерявших герметичность (общее число уплотнений ФС принято 1) (Приложение 1):	$x_{нуi}$	0.02	доли ед-цы
Массовая доля вредного компонента в продукте утечки:	c_j	0.5793	
Итого утечки МЭГ от насосов, ЗРА и ФС:	$Y_{нуij}$	0.3068668	мг/с
Годовой (валовый) выброс от одной единицы оборудования:	M	0.0096774	т/год
Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования:	T	8760	ч/год

Выбросы паров МЭГ в атмосферу от неплотностей насосов, ЗРА и ФС:			
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимально разовый выброс ЗВ, г/с	Валовый выброс ЗВ, т/год
1078	Этиленгликоль	0.0003	0.0097
Всего по источнику:		**0.0003**	**0.0097**

№ ИЗА	***6221***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Пусковой нагреватель***
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***	***Неорганизованный выброс***

Выбросы паров нефтепродуктов от теплообменных аппаратов и средств перекачки, выполнен согласно: **1. "Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004**. Астана 2005. Раздел 8. **2. "Сборника методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами", МЭБ РК РНПЦЭЭАиЭ «КазЭкоэксп»**, Алматы 1996 г. Раздел 5 "Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов", п. 5.2. Неорганизованные источники.

Количество выбросов паров нефтепродуктов в атмосферу из теплообменных аппаратов и средств перекачки определяется в зависимости от типа оборудования, вида продукта, количества оборудования и времени его работы.

Циркулирующий хладагент подогревается в турбинах и охлаждается в воздушном холодильнике A1-400-HC-001. Хладагент может также подаваться в обход воздушного холодильника через клапан регулирования расхода 4000-FCV-703B или в пусковой нагреватель **A1-400-HA-001** для обеспечения нормальной работы системы во время пуска и в периоды очень низких температур окружающего воздуха.

Удельное выделение загрязняющих веществ, которое можно определить по таблице 8.1. РНД 211.2.02.09-2004 или по таблице 5.4. Сборника «КазЭкоэксп»:	Q	0.1	кг/час
Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования:	T	8760	ч/год
Максимальный (разовый) выброс от одной единицы оборудования рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_{сек} = Q/3.6}$, г/сек	$M_{сек}$	0.0277778	г/сек
Годовые (валовые) выбросы от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле: $\mathbf{M=Q*T/10^3}$, т/год	$M_{год}$	0.8760000	т/год

Выбросы ЗВ от пускового нагревателя хладагента А1-400-НА-001					
МЭГ (водный раствор 55%)					
Код ЗВ	Наименование ЗВ	[%] мас.		Выбросы ЗВ	
		Зима	Лето	г/с	т/год
2735	Масло минеральное	57.93%	57.93%	0.0161	0.5075
Всего по источнику:				**0.0161**	**0.5075**

№ ИЗА	*6222*	*Наименование источника загрязнения атмосферы*	*Воздушный холодильник*		
№ ИВ	*001*	*Наименование источника выделения*	*Неорганизованный выброс*		
Выбросы паров нефтепродуктов от теплообменных аппаратов и средств перекачки, выполнен согласно: **1. "Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004**. Астана 2005. Раздел 8. **2. "Сборника методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами", МЭБ РК РНПЦЭЭАиЭ «КазЭкоэксп»**, Алматы 1996 г. Раздел 5 "Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов", п. 5.2. Неорганизованные источники.					
Удельное выделение загрязняющих веществ, которое можно определить по таблице 8.1. РНД 211.2.02.09-2004 или по таблице 5.4. Сборника «КазЭкоэксп»:			Q	0.07	кг/час
Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования:			T	8760	ч/год
Максимальный (разовый) выброс от одной единицы оборудования рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_{сек} = Q/3.6}$, г/сек			$M_{сек}$	0.0194444	г/сек
Годовые (валовые) выбросы от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле: $\mathbf{M=Q*T/10^3}$, т/год			$M_{год}$	0.6132000	т/год

Выбросы ЗВ от воздушного холодильника хладагента А1-400-НС-001					
МЭГ (водный раствор 55%об.)					
Код ЗВ	Наименование ЗВ	[%] мас.		Выбросы ЗВ	
		Зима	Лето	г/с	т/год
2735	Масло минеральное	57.93%	57.93%	0.0113	0.3552
Всего по источнику:				**0.0113**	**0.3552**

№№ ИЗА	*6223-6225*	*Наименование источника загрязнения атмосферы*	*Газожидкостной сепаратор*				
№ ИВ	*001*	*Наименование источника выделения*	*Неплотности ЗРА и ФС*				
Удельные выбросы. **"Протокол оценки утечек из оборудования", EPA-453/R-95-017**, США, 1995 год.			Среда:	ФС, кг/час	Насосы, кг/час	ЗРА*, кг/час	Другие соединения (предохранительные клапаны)**, кг/час
			Газовая	3.9E-04	2.4E-03	3.6E-07	0.0E+00

ТУ		№ ИЗА	Тип топлива / № потока	Отработанное время (часы/год)	Количество ФС, шт.	Количество насосов, шт.	Количество ЗРА*, шт.	Количество других соединений (предохранительные клапаны)**, шт.
Газожидкостной сепаратор	560	6223	нефть	8760	100	10	75	10
	560	6224	нефть	8760	100	10	75	10
	КФУ	6225	ТГ, нефть	8760	45	6	30	5

Код ЗВ	Наименование ЗВ	ТГ	нефть	560		560		КФУ	
				6223		6224		6225	
				г/с	т/г	г/с	т/г	г/с	т/г
333	Сероводород	0.00222%	0.000%	0	0	0	0	0.0000002	0.000000001
415	Углеводороды С1-С5	98.07382%	13.674%	0.002394	0.0754978	0.002394	0.0754978	0.009921	0.0000357
416	Углеводороды С6-С10	1.76290%	15.611%	0.0027332	0.0861928	0.0027332	0.0861928	0.0015425	0.0000056
602	бензол	0.03737%	0.117%	0.0000205	0.0006469	0.0000205	0.0006469	0.0000137	0.00000005
616	Ксилол	0.00268%	0.583%	0.0001021	0.0032192	0.0001021	0.0032192	0.000052	0.0000002
620	этилбензол	0.00383%	0.559%	0.0000978	0.0030853	0.0000978	0.0030853	0.00005	0.0000002
621	Толуол	0.02045%	0.406%	0.0000711	0.0022425	0.0000711	0.0022425	0.0000379	0.0000001
1728	Этилмеркаптан	0.00775%	0.000%	0	0	0	0	0.0000007	0.000000002
2754	Углеводороды С11-С19	0.00011%	26.094%	0.0045684	0.1440693	0.0045684	0.1440693	0.0023166	0.0000083
Всего по источнику:				**0.0099871**	**0.3149538**	**0.0099871**	**0.3149538**	**0.0139344**	**0.000050152**

№ ИЗА	**0220**	**Наименование источника загрязнения атмосферы**	**Здание химической лаборатории**
№ ИВ	**001**	**Наименование источника выделения**	**Помещение лаборатории исследования воды**

Расчет выбросов в атмосферу выполнен согласно: **"Методике расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от объектов 4 категории"** (Приложение № 9 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. №100-п.)

Химическая лаборатория предназначена для проведения специальных химических анализов и опытов. Проведение химических анализов осуществляется в вытяжных шкафах, каждый из которых подключен к индивидуальной системе вытяжной вентиляции. Хранение реагентов осуществляется в специальной герметичной посуде, препятствующей утечкам и испарению, в шкафах, которые тоже подключены к системе вентустановки.

Расчетные формулы:

Максимальный разовый выброс ЗВ, выбрасываемых в атмосферу, определяют по формуле:

$$M_{сек} = Q_{уд}, г/с$$

Валовое количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу, определяют по формуле:

$$M_{год} = M_{сек} * T * k_3 * 3600 / 10^6, т/год$$

где:

удельный выброс вещества от единицы оборудования	$Q_{уд}$	таблица 6.1	г/с
годовой фонд рабочего времени данного оборудования	T	8760	час/год
коэффициент загрузки оборудования	k_3	t/T	
фактическое число часов работы с реагентом	t		час/год

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от одного источника выделения составят:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	удельный выброс ЗВ, г/с	t	k_3	Выброс ЗВ	
					г/с	т/г
0126	Калий хлорид	0.00417	1800	0.20548	0.0041700	0.0270216
0150	Натрий гидроксид	0.0000131	2100	0.23973	0.0000131	0.0000990
0302	Азотная кислота	0.0005	1500	0.17123	0.0005000	0.0027000
0303	Аммиак	0.0000492	3000	0.34247	0.0000492	0.0005314
0316	Соляная кислота	0.000132	2401.4	0.27413	0.0001320	0.0011411
0322	Серная кислота	0.0000267	1800	0.20548	0.0000267	0.0001730

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от 18-ти источников выделения составят:

Код ЗВ	**Наименование ЗВ**	**Выброс ЗВ**	
		г/с	**т/г**
0126	**Калий хлорид**	**0.0750600**	**0.4863888**
0150	**Натрий гидроксид**	**0.0002358**	**0.0017820**
0302	**Азотная кислота**	**0.0090000**	**0.0486000**
0303	**Аммиак**	**0.0008856**	**0.0095652**
0316	**Соляная кислота**	**0.0023760**	**0.0205398**
0322	**Серная кислота**	**0.0004806**	**0.0031140**
Всего по источнику:		**0.0880380**	**0.5699898**

№ ИЗА	**0221**	**Наименование источника загрязнения атмосферы**	**Здание химической лаборатории**
№ ИВ	**001**	**Наименование источника выделения**	**Помещение лаборатории газовой хроматографии и исследования нефти**

Расчет выбросов в атмосферу выполнен согласно: **"Методике расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от объектов 4 категории"** (Приложение № 9 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. №100-п.)

Химическая лаборатория предназначена для проведения специальных химических анализов и опытов. Проведение химических анализов осуществляется в вытяжных шкафах, каждый из которых подключен к индивидуальной системе вытяжной вентиляции. Хранение реагентов осуществляется в специальной герметичной посуде, препятствующей утечкам и испарению, в шкафах, которые тоже подключены к системе вентустановки.

Расчетные формулы:

Максимальный разовый выброс ЗВ, выбрасываемых в атмосферу, определяют по формуле:

$$M_{сек} = Q_{уд}, г/с$$

Валовое количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу, определяют по формуле:

$$M_{год} = M_{сек} * T * k_3 * 3600 / 10^6, т/год$$

где:

удельный выброс вещества от единицы оборудования	$Q_{уд}$	таблица 6.1	г/с
годовой фонд рабочего времени данного оборудования	T	8760	час/год
коэффициент загрузки оборудования	k_3	t/T	
фактическое число часов работы с реагентом	t		час/год

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от одного источника выделения составят:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	удельный выброс ЗВ, г/с	t	k_3	Выброс ЗВ	
					г/с	т/г
0155	Натрий карбонат	0.00000556	575	0.06564	0.0000056	0.0000116
0302	Азотная кислота	0.0005	1750	0.19977	0.0005000	0.0031500
0316	Соляная кислота	0.000132	575	0.06564	0.0001320	0.0002732
0616	Ксилол	0.0000597	3305	0.37728	0.0000597	0.0007103
0621	Толуол	0.0000811	1946	0.22215	0.0000811	0.0005682
1401	Ацетон	0.000637	3466	0.39566	0.0006370	0.0079482

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от 20-ти источников выделения составят:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выброс ЗВ	
		г/с	т/г
0155	**Натрий карбонат**	**0.0001120**	**0.0002320**
0302	**Азотная кислота**	**0.0100000**	**0.0630000**
0316	**Соляная кислота**	**0.0026400**	**0.0054640**
0616	**Ксилол**	**0.0011940**	**0.0142060**
0621	**Толуол**	**0.0016220**	**0.0113640**
1401	**Ацетон**	**0.0127400**	**0.1589640**
Всего по источнику:		**0.0283080**	**0.2532300**

№ ИЗА	***0222***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Здание химической лаборатории***
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***	***Помещение лаборатории специализированного анализа веществ***

Расчет выбросов в атмосферу выполнен согласно: **"Методике расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от объектов 4 категории"** (Приложение № 9 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. №100-п.)

Химическая лаборатория предназначена для проведения специальных химических анализов и опытов. Проведение химических анализов осуществляется в вытяжных шкафах, каждый из которых подключен к индивидуальной системе вытяжной вентиляции. Хранение реагентов осуществляется в специальной герметичной посуде, препятствующей утечкам и испарению, в шкафах, которые тоже подключены к системе вентустановки.

Расчетные формулы:

Максимальный разовый выброс ЗВ, выбрасываемых в атмосферу, определяют по формуле:

$$M_{сек} = Q_{уд}, \text{ г/с}$$

Валовое количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу, определяют по формуле:

$$M_{год} = M_{сек} * T * k_3 * 3600 / 10^6, \text{ т/год}$$

где:

удельный выброс вещества от единицы оборудования	$Q_{уд}$	таблица 6.1	г/с
годовой фонд рабочего времени данного оборудования	T	8760	час/год
коэффициент загрузки оборудования	k_3	t/T	
фактическое число часов работы с реагентом	t		час/год

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от одного источника выделения составят:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	удельный выброс ЗВ, г/с	t	k_3	Выброс ЗВ	
					г/с	т/г
0126	Калий хлорид	0.004170	240	0.02740	0.0041700	0.0036029
0150	Натрий гидроксид	0.000000556	227	0.02591	0.0000006	0.000000490
0152	Натрий хлорид	0.004300	240	0.02740	0.0043000	0.0037152
0302	Азотная кислота	0.00000833	1226	0.13995	0.0000083	0.0000366
0316	Соляная кислота	0.000025	1226	0.13995	0.0000250	0.0001103
0621	Толуол	0.0000811	139.75	0.01595	0.0000811	0.0000408
0616	Ксилол	0.0000597	145.25	0.01658	0.0000597	0.0000312
1061	Этанол	0.00167	152	0.01735	0.0016700	0.000913824
1401	Ацетон	0.000637	812	0.09269	0.0006370	0.0018621
2735	Масло минеральное нефтяное	0.0125	77	0.00879	0.0125000	0.0034650

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от восьми источников выделения составят:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выброс ЗВ	
		г/с	т/г
0126	**Калий хлорид**	**0.0333600**	**0.02882320**
0150	**Натрий гидроксид**	**0.0000048**	**0.00000392**
0152	**Натрий хлорид**	**0.0344000**	**0.02972160**
0302	**Азотная кислота**	**0.0000664**	**0.00029280**
0316	**Соляная кислота**	**0.0002000**	**0.00088240**
0621	**Толуол**	**0.0006488**	**0.00032640**
0616	**Ксилол**	**0.0004776**	**0.00024960**
1061	**Этанол**	**0.0133600**	**0.00731059**
1401	**Ацетон**	**0.0050960**	**0.01489680**
2735	**Масло минеральное нефтяное**	**0.1000000**	**0.02772000**
Всего по источнику:		**0.1876136**	**0.11022731**

ИЗА	**2001**	**Предварительный подогреватель нефти**
ИВ	001	Дымовая труба

Расчет выполнен по методике [2].

Исходные данные		Единица измерения	Количество
В - расход топлива		кг/ч	355.000
Плотность газа	макс	кг/м^3	0.900
	вал		0.900
Время работы		час/год	8760.0
Тепловая мощность печи		Гкалл/час	2.52
Коэффициент использования			1

Расчет выбросов диоксида серы					
Формула расчета	B - расход топлива,	Количество выбросов диоксида серы			
$П_{SO2}$=B [2S^r*b+1.88 [H_2S]*(1-b)]*10^{-2}	кг/час	кг/час		г/сек	т/год
B - расход топлива, кг/час	355.000	макс	0.0284	0.0079	0.2488
		вал	0.0284		
Учитывая имеющиеся исходные данные формула преобразуется следующим образом: $П_{SO2}$ = B*2*S^r*10^{-2}, кг/час					
S^r - содержание серы в топливе, %				макс	0.00399949
				вал	0.00399949
Расчет выбросов оксида углерода и метана					
Формула расчета		B - расход топлива,	Количество выбросов оксида углерода и метана		
П CO, CH_4 = 1,5 * B * 10^{-3}		кг/час	кг/час	г/сек	т/год
		355.00	0.5325	0.1467	4.6647
Расчет выбросов оксидов азота					
Формулы расчета		Формулы расчета вспомогательных параметров при определении концентрации оксидов азота			
$ПNO_x$ = $V_г$ * CNO_x		Vг = 7,84 * a * B * Э	a =	1.4	
Э = Эж * b * Эг * (1-b)		*b* =	0;	Vг =	6312.2976
Эг =	1.62				
$Q_ф$ =29,4 * Э * B	16907.9400	$Q_р$ =	10555.1123	$Q_ф$ / $Q_р$	1.6019
Vсг/Vг =	0.86	при a = 1.4		$a^{0,5}$ =	1.1832
		(180+60b)=	180		
CNO_x = 1,073 *(180+60b)*$Q_ф$/$Q_р$ * $a^{0,5}$ * $V_{сг}$/$V_г$ * 10^{-6} =					0.000315
Выбросы оксидов азота		Количество выбросов оксидов азота			
$ПNO_x$ = $V_г$ * CNO_x		кг/час	г/сек	т/год	
		1.9872	0.5520	17.4082	
В т.ч. диоксида азота,	80		0.4416	13.9266	
оксида азота,	13		0.0718	2.2631	
ИТОГО					

код ЗВ	**наименование ЗВ**	**количество выбросов**	
		г/с	**т/г**
301	Диоксид азота	0.4416086	13.9265678
304	Оксид азота	0.0717614	2.2630673
330	Диоксид серы	0.0078879	0.2487523
337	Оксид углерода	0.1466942	4.6647
410	Метан	0.1466942	4.6647

ИЗА	**2002**	**Подогреватель нефти**			
ИВ	001	Дымовая труба			
Расчет выполнен по методике [2].					
Исходные данные				Единица измерения	Количество
B - расход топлива				кг/ч	355.00
Плотность газа			макс	кг/$м^3$	0.900
			вал		0.900
Время работы				час/год	8760.0
Тепловая мощность печи				Гкалл/час	2.52
Коэффициент использования					1
Расчет выбросов диоксида серы					
Формула расчета	B - расход топлива,	Количество выбросов диоксида серы			
$П_{SO2}$=B [2S^r*b+1.88 [H_2S]*(1-b)]*10^{-2}	кг/час	кг/час		г/сек	т/год
B - расход топлива, кг/час	355.000	макс	0.0284	0.0079	0.2488
		вал	0.0284		
Учитывая имеющиеся исходные данные формула преобразуется следующим образом: $П_{SO2}$ = B*2*S^r*10^{-2}, кг/час					
S^r - содержание серы в жидком топливе, %				макс	0.0040
				вал	0.0040
Расчет выбросов оксида углерода и метана					
Формула расчета		B - расход топлива,	Количество выбросов оксида углерода и метана		
П CO, CH_4 = 1,5 * B * 10^{-3}		кг/час	кг/час	г/сек	т/год
		355.00	0.5325	0.1467	4.6647
Расчет выбросов оксидов азота					
Формулы расчета		Формулы расчета вспомогательных параметров при определении концентрации оксидов азота			
$ПNO_x$ = $V_г$ * CNO_x		Vг = 7,84 * a * B * Э	a =	1.4	
Э = Эж * b * Эг * (1-b)		*b* =	0;	Vг =	6312.2976
Эг =	1.62				
$Q_ф$ =29,4 * Э * B	16907.9400	$Q_р$ =	10555.1123	$Q_ф$ / $Q_р$	1.6019
Vсг/Vг =	0.86	при a = 1.4		$a^{0,5}$ =	1.1832
		(180+60b)=	180		

CNO_x = 1,073 *(180+60b)*$Q_ф/Q_р$ * $a^{0,5}$ * $V_{сг}/V_г$ * 10^{-6} =				0.000315
Выбросы оксидов азота		Количество выбросов оксидов азота		
$ПNO_x = V_г * CNO_x$		кг/час	г/сек	т/год
		1.9872	0.5520	17.4082
В т.ч. диоксида азота,	80		0.4416	13.9266
оксида азота,	13		0.0718	2.2631

ИТОГО

код ЗВ	наименование ЗВ	количество выбросов	
		г/с	т/г
301	Диоксид азота	0.4416086	13.9265678
304	Оксид азота	0.0717614	2.2630673
330	Диоксид серы	0.0078879	0.2487523
337	Оксид углерода	0.1466942	4.6647
410	Метан	0.1466942	4.6647

ИЗА	**2003**	**Подогреватель нефти**			
ИВ	001	Дымовая труба			
Расчет выполнен по методике [2].					
Исходные данные				Единица измерения	Количество
В - расход топлива				кг/ч	355.000
Плотность газа			макс	кг/м^3	0.900
			вал		0.900
Время работы				час/год	8760
Тепловая мощность печи				Гкалл/час	2.52
Коэффициент использования					1
Расчет выбросов диоксида серы					
Формула расчета	В - расход топлива,	Количество выбросов диоксида серы			
$П_{SO2}$=B [2S^r*b+1.88 [H_2S]*(1-b)]*10^{-2}	кг/час	кг/час		г/сек	т/год
В - расход топлива, кг/час	355.000	макс	0.0284	0.0079	0.2488
		вал	0.0284		
Учитывая имеющиеся исходные данные формула преобразуется следующим образом: $П_{SO2}$ = B*2*S^r*10^{-2}, кг/час					
S^r - содержание серы в жидком топливе, %				макс	0.0040
				вал	0.0040
Расчет выбросов оксида углерода и метана					
Формула расчета		В - расход топлива,	Количество выбросов оксида углерода и метана		
П CO, CH_4 = 1,5 * B * 10^{-3}		кг/час	кг/час	г/сек	т/год
		355.000	0.5325	0.1467	4.6647
Расчет выбросов оксидов азота					
Формулы расчета		Формулы расчета вспомогательных параметров при определении концентрации оксидов азота			
$ПNO_x = V_г * CNO_x$		Vг = 7,84 * a * B * Э	a =	1.4	
Э = Эж * b * Эг * (1-b)		*b* =	0;	Vг =	6312.2976
Эг =	1.62				
$Q_ф$ =29,4 * Э * B	16907.9400	$Q_р$ =	10555.1123	$Q_ф$ / $Q_р$	1.6019
Vсг/Vг =	0.86	при a = 1.4		$a^{0,5}$ =	1.1832
		(180+60b)=	180		
CNO_x = 1,073 *(180+60b)*$Q_ф/Q_р$ * $a^{0,5}$ * $V_{сг}/V_г$ * 10^{-6} =					0.000315
Выбросы оксидов азота		Количество выбросов оксидов азота			
$ПNO_x = V_г * CNO_x$		кг/час	г/сек	т/год	
		1.9872	0.5520	17.4082	
В т.ч. диоксида азота,	80		0.4416	13.9266	
оксида азота,	13		0.0718	2.2631	

ИТОГО

код ЗВ	наименование ЗВ	количество выбросов	
		г/с	т/г
301	Диоксид азота	0.4416086	13.9265678
304	Оксид азота	0.0717614	2.2630673
330	Диоксид серы	0.0078879	0.2487523
337	Оксид углерода	0.1466942	4.6647
410	Метан	0.1466942	4.6647

Вариант 1

№№ ИЗА	***7001-7003***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***		***Транспортировка и хранение сырой нефти***		
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***		***Резервуар экспортируемой нефти***		
"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004, МООС РК, Астана 2005 год.				ИЗА № 7001	ИЗА № 7002	ИЗА № 7003
Максимальные выбросы паров нефтей рассчитываются по формуле: **$M=0.163*P_{38}*m*K_t^{max}*K_p^{max}*K_B*V_ч^{max}/10^4$, г/с**			M	2.26245	2.26245	2.26245
Годовые выбросы паров нефтей рассчитываются по формуле: **$G=0.294*P_{38}*m*(K_t^{max}*K_B+K_t^{min})*K_p^{cp}*K_{ОБ}*B/10^7*ρ_ж$, т/год**			G	37.3978	37.3978	37.3978
Опытный коэффициент, принимается по приложению 7 (при 41°С):			K_t^{min}	0.93	0.93	0.93
Опытный коэффициент, принимается по приложению 7 (при 48°С):			K_t^{max}	1.06	1.06	1.06
Опытный коэффициент, принимается по приложению 8. Режим эксплуатации - "буферная ёмкость". ССВ-плавающая крыша:			K_p^{cp}	0.0074	0.0074	0.0074
			K_p^{max}	0.011	0.011	0.011
Давление насыщенных паров нефти при температуре 38°С, мм.рт.ст.:			P_{38}	500	500	500
Молекулярная масса паров нефти, принимается по приложению 5:			m	93	93	93
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час:			$V_ч^{max}$	256	256	256
Опытный коэффициент, принимается по приложению 9:			K_B	1	1	1
Коэффициент оборачиваемости, принимается по приложению 10:			$K_{ОБ}$	1.35	1.35	1.35
Количество оборачиваемости резервуара, раз:			n	138	138	138
Плотность нефти, т/м³:			$ρ_ж$	0.851	0.851	0.851
Количество нефти, закачиваемое в резервуар в течение года, т/год:			B	1171000	1171000	1171000
Объём каждого резервуара, м³:			$V_{рез}$	10 000	10 000	10 000
Код ЗВ	**Наименование ЗВ**	**% масс.**	**Выбросы ЗВ**			
			ИЗА №№ 7001-7003	**7001**	**7002**	**7003**
			г/с	**т/год**	**т/год**	**т/год**
0415	Углеводороды пр. С1-С5	72.46%	1.63937	27.09845	27.09845	27.09845
0416	Углеводороды пр. С6-С10	26.8600%	0.60769	10.04505	10.04505	10.04505
0602	Бензол	0.35%	0.00792	0.13089	0.13089	0.13089
0616	Ксилол	0.11%	0.00249	0.04114	0.04114	0.04114
0621	Толуол	0.22%	0.00498	0.08228	0.08228	0.08228
Всего по источнику:			**2.2624500**	**37.39781**	**37.39781**	**37.39781**

Вариант 2

№№ ИЗА	***7001-7003***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***		***Транспортировка и хранение сырой нефти***		
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***		***Резервуар экспортируемой нефти***		
"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004, МООС РК, Астана 2005 год.				ИЗА № 7001	ИЗА № 7002	ИЗА № 7003
Максимальные выбросы паров нефтей рассчитываются по формуле: **$M=0.163*P_{38}*m*K_t^{max}*K_p^{max}*K_B*V_ч^{max}/10^4$, г/с**			M	2.26245	2.26245	2.26245
Годовые выбросы паров нефтей рассчитываются по формуле: **$G=0.294*P_{38}*m*(K_t^{max}*K_B+K_t^{min})*K_p^{cp}*K_{ОБ}*B/10^7*ρ_ж$, т/год**			G	42.6333	42.6333	42.6333
Опытный коэффициент, принимается по приложению 7 (при 41°С):			K_t^{min}	0.93	0.93	0.93
Опытный коэффициент, принимается по приложению 7 (при 48°С):			K_t^{max}	1.06	1.06	1.06
Опытный коэффициент, принимается по приложению 8. Режим эксплуатации - "буферная ёмкость". ССВ-плавающая крыша:			K_p^{cp}	0.0074	0.0074	0.0074
			K_p^{max}	0.011	0.011	0.011
Давление насыщенных паров нефти при температуре 38°С, мм.рт.ст.:			P_{38}	500	500	500
Молекулярная масса паров нефти, принимается по приложению 5:			m	93	93	93
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час:			$V_ч^{max}$	256	256	256
Опытный коэффициент, принимается по приложению 9:			K_B	1	1	1
Коэффициент оборачиваемости, принимается по приложению 10:			$K_{ОБ}$	1.35	1.35	1.35
Количество оборачиваемости резервуара, раз:			n	157	157	157
Плотность нефти, т/м³:			$ρ_ж$	0.851	0.851	0.851
Количество нефти, закачиваемое в резервуар в течение года, т/год:			B	1334933	1334933	1334933

Объём каждого резервуара, м³:			$V_{рез}$	10 000	10 000	10 000
Код ЗВ	**Наименование ЗВ**	**% масс.**	**Выбросы ЗВ**			
			ИЗА №№ 7001-7003	**7001**	**7002**	**7003**
			г/с	**т/год**	**т/год**	**т/год**
0415	Углеводороды пр. С1-С5	72.46%	1.63937	30.89208	30.89208	30.89208
0416	Углеводороды пр. С6-С10	26.8600%	0.60769	11.4513	11.4513	11.4513
0602	Бензол	0.35%	0.00792	0.14922	0.14922	0.14922
0616	Ксилол	0.11%	0.00249	0.0469	0.0469	0.0469
0621	Толуол	0.22%	0.00498	0.09379	0.09379	0.09379
Всего по источнику:			**2.2624500**	**42.63329**	**42.63329**	**42.63329**

Вариант 3

№№ ИЗА	***7001-7003***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***		***Транспортировка и хранение сырой нефти***		
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***		***Резервуар экспортируемой нефти***		
"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004, МООС РК, Астана 2005 год.				ИЗА № 7001	ИЗА № 7002	ИЗА № 7003
Максимальные выбросы паров нефтей рассчитываются по формуле: **$M=0.163*P_{38}*m*K_t^{max}*K_p^{max}*K_B*V_ч^{max}/10^4$, г/с**			M	2.26245	2.26245	2.26245
Годовые выбросы паров нефтей рассчитываются по формуле: **$G=0.294*P_{38}*m*(K_t^{max}*K_B+K_t^{min})*K_p^{ср}*K_{ОБ}*B/10^7*ρ_ж$, т/год**			G	42.4332	42.4332	42.4332
Опытный коэффициент, принимается по приложению 7 (при 41°С):			K_t^{min}	0.93	0.93	0.93
Опытный коэффициент, принимается по приложению 7 (при 48°С):			K_t^{max}	1.06	1.06	1.06
Опытный коэффициент, принимается по приложению 8. Режим эксплуатации - "буферная ёмкость". ССВ-плавающая крыша:			$K_p^{ср}$	0.0074	0.0074	0.0074
			K_p^{max}	0.011	0.011	0.011
Давление насыщенных паров нефти при температуре 38°С, мм.рт.ст.:			P_{38}	500	500	500
Молекулярная масса паров нефти, принимается по приложению 5:			m	93	93	93
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час:			$V_ч^{max}$	256	256	256
Опытный коэффициент, принимается по приложению 9:			K_B	1	1	1
Коэффициент оборачиваемости, принимается по приложению 10:			$K_{ОБ}$	1.35	1.35	1.35
Количество оборачиваемости резервуара, раз:			n	156	156	156
Плотность нефти, т/м³:			$ρ_ж$	0.851	0.851	0.851
Количество нефти, закачиваемое в резервуар в течение года, т/год:			B	1328667	1328667	1328667
Объём каждого резервуара, м³:			$V_{рез}$	10 000	10 000	10 000
Код ЗВ	**Наименование ЗВ**	**% масс.**	**Выбросы ЗВ**			
			ИЗА №№ 7001-7003	**7001**	**7002**	**7003**
			г/с	**т/год**	**т/год**	**т/год**
0415	Углеводороды пр. С1-С5	72.46%	1.63937	30.74707	30.74707	30.74707
0416	Углеводороды пр. С6-С10	26.8600%	0.60769	11.39755	11.39755	11.39755
0602	Бензол	0.35%	0.00792	0.14852	0.14852	0.14852
0616	Ксилол	0.11%	0.00249	0.04668	0.04668	0.04668
0621	Толуол	0.22%	0.00498	0.09335	0.09335	0.09335
Всего по источнику:			**2.2624500**	**42.43317**	**42.43317**	**42.43317**

№№ ИЗА	***7004-7005***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Транспортировка и хранение сырой нефти***
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***	***Неплотности ЗРА и ФС***

Удельные выбросы. **"Протокол оценки утечек из оборудования", EPA-453/R-95-017**, США, 1995 год.	Среда:	ФС, кг/час	Насосы, кг/час	ЗРА, кг/час	Другие соединения, кг/час
	Жидкая	0.00011	0.013	0.0025	0.0075

ТУ		№ ИЗА	№ ИВ	Тип топлива / № потока	Отработанное время (часы/год)	Количество ФС, шт.	Количество насосов*, шт.	Количество ЗРА**, шт.	Количество других соединений, шт.
С3	Транспортировка и хранение сырой нефти.	7004	001	нефть, д/т	8760	350	3	130	1
		7005	001	нефть, д/т	8760	350	3	130	1

Код ЗВ	**Наименование ЗВ**	**д/т %масс**	**Нефть, %масс.**	**7004**		**7005**			
				г/с	**т/г**	**г/с**	**т/г**		
0333	Сероводород	0.28	0	0.00032	0.01006	0.00032	0.01006		

0415	Углеводороды С1-С5	0	13.674	0.01557	0.49112	0.01557	0.49112		
0416	Углеводороды С6-С10	0	17.347	0.01976	0.62303	0.01976	0.62303		
0602	бензол	0	0.127	0.00015	0.00458	0.00015	0.00458		
0616	Ксилол	0	0.655	0.00075	0.02353	0.00075	0.02353		
0620	этилбензол	0	0.628	0.00072	0.02255	0.00072	0.02255		
0621	Толуол	0	0.454	0.00052	0.01632	0.00052	0.01632		
2754	Углеводороды пр. C_{12}-C_{19}	99.72	29.339	0.11357	3.58154	0.11357	3.58154		
Всего по источнику:				**0.15136**	**4.77273**	**0.15136**	**4.77273**		

№№ ИЗА		***7006-7010***		***Наименование источника загрязнения атмосферы***			***Уст-160. Экспортный нефтепровод.***		
№ ИВ		***001***		***Наименование источника выделения***			***Неплотности ЗРА и ФС***		
Удельные выбросы. **"Протокол оценки утечек из оборудования", EPA-453/R-95-017**, США, 1995 год.					Среда:	ФС, кг/час	Насосы, кг/час	ЗРА, кг/час	Другие соединения, кг/час
					Жидкая	0.00011	0.013	0.0025	0.0075
ТУ			№ ИЗА	№ ИВ	Тип топлива / № потока	Отработанное время (часы/год)	Количество ФС, шт.	Количество насосов*, шт.	Количество ЗРА**, шт.	Количество других соединений, шт.
СТ	ТУ 160 Экспортный нефтепровод.	ОЕ-1	7006	001	нефть, д/т	8760	10	0	5	5
		ОЕ-2	7007	001	нефть, д/т	8760	10	0	5	5
		ОЕ-3	7008	001	нефть, д/т	8760	10	0	5	5
		ОЕ-4	7009	001	нефть, д/т	8760	10	0	5	5
		ОЕ-5	7010	001	нефть, д/т	8760	310	0	155	55
Код ЗВ	**Наименование ЗВ**				**д/т, %масс.**	**нефть, %масс.**	**7006-7009**		**7010**	
							г/с	**т/г**	**г/с**	**т/г**
0333	Сероводород				0.28	0.000	0.00004	0.00125	0.00065	0.02046
0415	Углеводороды С1-С5				0	13.674	0.00194	0.06121	0.03168	0.99914
0416	Углеводороды С6-С10				0	17.347	0.00246	0.07765	0.04019	1.26749
0602	бензол				0	0.127	0.00002	0.00057	0.00030	0.00931
0616	Ксилол				0	0.655	0.00009	0.00293	0.00152	0.04788
0620	этилбензол				0	0.628	0.00009	0.00281	0.00145	0.04588
0621	Толуол				0.0028	0.454	0.00006	0.00203	0.00105	0.03319
2754	Углеводороды пр. C_{12}-C_{19}				99.72	29.339	0.01415	0.44638	0.23105	7.28626
Всего по источнику:							**0.01885**	**0.59483**	**0.30789**	**9.70961**

№№ ИЗА	***7011-7012***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Уст-190. Камера пуска и приема скребка***				
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***	***Неплотности ЗРА и ФС***				
Удельные выбросы. **"Протокол оценки утечек из оборудования", EPA-453/R-95-017**, США, 1995 год.			Среда:	ФС, кг/час	Насосы*, кг/час	ЗРА**, кг/час	Другие соединения, кг/час
			Жидкая	0.00011	0.013	0.0025	0.0075
ТУ	№ ИЗА	№ ИВ	Тип топлива / № потока	Отработанное время (часы/год)	Количество ФС, шт.	Количество насосов, шт.	Количество ЗРА, шт.	Количество других соединений включающее предохранительные клапаны***, шт.
	7011	001	нефть, д/т	8760	292	0	79	1
	7012	001	нефть, д/т	8760	85	0	35	5
Код ЗВ	**Наименование ЗВ**	**д/т, %масс.**	**нефть, % масс**	**7011**		**7012**		
				г/с	**т/г**	**г/с**	**т/г**	
0333	Сероводород	0.28%	0.0000000	0.00018	0.00330	0.00010	0.00330	
0415	Углеводороды С1-С5	0%	13.6742496	0.00901	0.28404	0.00901	0.16093	
0416	Углеводороды С6-С10	0%	17.3469052	0.01143	0.36032	0.01143	0.20416	
0602	бензол	0%	0.1273819	0.00008	0.00265	0.00008	0.00150	
0616	Ксилол	0%	0.6552728	0.00043	0.01361	0.00043	0.00771	
0620	этилбензол	0%	0.6278554	0.00041	0.01304	0.00041	0.00739	
0621	Толуол	0%	0.4542830	0.00030	0.00944	0.00030	0.00535	
2754	Углеводороды пр. С12-С19	99.72%	29.3391727	0.06568	1.17361	0.03721	1.17361	
Всего по источнику:				**0.08752**	**1.8600**	**0.05897**	**1.5640**	

№ ИЗА	2006	Наименование источника загрязнения атмосферы	Резервный дизельный генератор
№ ИВ	001	Наименование источника выделения	Выхлопная труба

Расчеты выбросов выполнены согласно, **"Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" РНД 211.2.02.04-2004**, МООС РК, Астана 2005 год.

Максимальный выброс i-го вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{сек}=e_i*P_э/3600, г/с$$

где:

e_i - выброс i-го вредного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч (таблица 1 или 2):

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки:	$P_э$	730	кВт

Валовый выброс i-го вещества за год стационарной дизельной установкой определяется по формуле:

$$M_{год}=q_i*B_{год}/1000, т/год$$

где:

q_i - выброс i-го вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, г/кг топлива (таблица 3 или 4):

расход топлива стационарной дизельной установкой за год (берется по отчетным данным об эксплуатации установки) или определяется по формуле: $B_{год}=b_э*k*P_э*T*10^{-6}$:	$B_{год}$	100	т/год
Расход топлива:	b	150	л/ч
	b	131	кг/ч
Средний удельный расход топлива:	$b_э$	205	г/кВт.ч
Плотность дизельного топлива:	ρ	0.87	кг/л
Коэффициент использования:	k	1	
Время работы:	T	766	ч/год
Исходные данные по источнику выбросов			
Количество:	N	1	шт
Частота вращения вала:	n	1500	об/мин
Группа СДУ:		Б	
Расчет расхода отработанных газов и топлива			
Расход отработанных газов, $G_{ог} = 8.72*10^{-6}*b_э*P_э$	$G_{ог}$	1.305	кг/с
Температура отходящих газов:	$T_{ог}$	723	K
Плотность газов при 0°C:	$γ0_{ог}$	1.31	кг/м^3
Плотность газов при $T_{ог}$ (K), $γ0_{ог}/(1+T_{ог}/273)$	$γ_{ог}$	0.359	кг/м^3
Объемный расход отработанных газов, $Q_{ог}=G_{ог}/γ_{ог}$	$Q_{ог}$	3.634	м^3/с

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу всего от дизель-генератора:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	e_i,	q_i,	Максимально-разовый выброс	Валовый выброс
		г/кВт.ч	г/кг топлива	$M_{сек}$, г/с	$M_{год}$, т/год
	Азота оксиды	9.6	40	1.9466667	4.0000000
0301	Азота диоксид			1.5573334	3.2000000
0304	Азота оксид			0.2530667	0.5200000
0328	Сажа	0.5	2	0.1013889	0.2000000
0330	Сера диоксид	1.2	5	0.2433333	0.5000000
0337	Углерод оксид	6.2	26	1.2572222	2.6000000
0703	Бенз(а)пирен	0.000012	0.000055	0.00000243	0.00000550
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0243333	0.0500000
2754	Углеводороды предельные С12-С19	2.9	12	0.5880556	1.2000000
Всего по источнику:				**4.0247358**	**8.2700055**

№ ИЗА	2007	Наименование источника загрязнения атмосферы	Резервный дизельный генератор
№ ИВ	001	Наименование источника выделения	Выхлопная труба

Расчеты выбросов выполнены согласно, **"Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" РНД 211.2.02.04-2004**, МООС РК, Астана 2005 год.

Максимальный выброс i-го вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{сек}=e_i*P_э/3600, г/с$$

где:

e_i - выброс i-го вредного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч (таблица 1 или 2):

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки:	$P_э$	730	кВт

Валовый выброс i-го вещества за год стационарной дизельной установкой определяется по формуле:

$$M_{год}=q_i*B_{год}/1000, т/год$$

где:

q_i - выброс i-го вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, г/кг топлива (таблица 3 или 4):

расход топлива стационарной дизельной установкой за год (берется по отчетным данным об эксплуатации установки) или определяется по формуле: $B_{год}=b_э*k*P_э*T*10^{-6}$:	$B_{год}$	100	т/год
Расход топлива:	b	150	л/ч

	b	131	кг/ч
Средний удельный расход топлива:	$b_э$	205	г/кВт.ч
Плотность дизельного топлива:	ρ	0.87	кг/л
Коэффициент использования:	k	1	
Время работы:	T	766	ч/год
Исходные данные по источнику выбросов			
Количество:	N	1	шт
Частота вращения вала:	n	1500	об/мин
Группа СДУ:		Б	
Расчет расхода отработанных газов и топлива			
Расход отработанных газов, $G_{ог} = 8.72*10^{-6}*b_э*P_э$	$G_{ог}$	1.305	кг/с
Температура отходящих газов:	$T_{ог}$	723	K
Плотность газов при 0°С:	$γ0_{ог}$	1.31	кг/м^3
Плотность газов при $T_{ог}$ (К), $γ0_{ог}/(1+T_{ог}/273)$	$γ_{ог}$	0.359	кг/м^3
Объемный расход отработанных газов, $Q_{ог}=G_{ог}/γ_{ог}$	$Q_{ог}$	3.634	м^3/с

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу всего от дизель-генератора:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	e_i, г/кВт.ч	q_i, г/кг топлива	Максимально-разовый выброс $M_{сек}$, г/с	Валовый выброс $M_{год}$, т/год
	Азота оксиды	9.6	40	1.9466667	4.0000000
0301	Азота диоксид			1.5573334	3.2000000
0304	Азота оксид			0.2530667	0.5200000
0328	Сажа	0.5	2	0.1013889	0.2000000
0330	Сера диоксид	1.2	5	0.2433333	0.5000000
0337	Углерод оксид	6.2	26	1.2572222	2.6000000
0703	Бенз(а)пирен	0.000012	0.000055	0.00000243	0.00000550
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0243333	0.0500000
2754	Углеводороды предельные С12-С19	2.9	12	0.5880556	1.2000000
Всего по источнику:				**4.0247358**	**8.2700055**

№ ИЗА	***2008***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Расходный резервуар***
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***	***Дыхательный клапан***

Расчет выбросов в атмосферу выполнен согласно: **РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров"**, Астана, 2005 г.

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	$N_р$	1	шт	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, т/год:
Объем резервуара (одноцелевых резервуаров)	$V_{рез}$	50	м^3	
Тип резервуара	Заглубленный			$G=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_р^{max}*10^{-6}+G_{ХР}*K_{НП}*N_р$
Объем перекачки	$B_{общ}$	50	т/год	Максимально-разовый выброс, г/с:
Объем перекачки в течение осенне-зимнего периода	$B_{оз}$	25	т/год	
Объем перекачки в течение весенне-летнего периода	$B_{вл}$	25	т/год	$M=C_1*K_р^{max}*V_ч^{max}/3600$

Расчетные показатели:			
Средние удельные выбросы из резервуара в осенне-зимний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	2.36	г/т
Средние удельные выбросы из резервуара в весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	3.15	г/т
Концентрация паров нефтепродукта в резервуаре (приложение 12)	C_1	3.92	г/м^3
Опытный коэффициент (приложение 8)	$K_р^{max}$	0.8	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки	$V_ч^{max}$	4	м^3/ч
Выбросы паров нефтепродуктов при хранении дизтоплива в одном резеруаре (приложение 13)	$G_{ХР}$	0.081	т/год
Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0.0029	
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара:			
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**M**	0.0036046	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**G**	0.0003451	т/год

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Масс. сод-ние C_i, % масс.	Количество выбросов г/с	Количество выбросов т/год
0333	Сероводород	0.28%	0.0000101	0.0000010
2754	Углеводороды предельные С12-С19	99.72%	0.0035945	0.0003441
Всего по источнику:			**0.0036046**	**0.0003451**

№ ИЗА	***2009***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Расходный резервуар***
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***	***Дыхательный клапан***

Расчет выбросов в атмосферу выполнен согласно: **РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров"**, Астана, 2005 г.

Исходные данные:				Расчетные формулы:
Количество резервуаров	$N_р$	1	шт	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, т/год:
Объем резервуара (одноцелевых резервуаров)	$V_{рез}$	50	м^3	
Тип резервуара	Заглубленный			$G=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_р^{max}*10^{-6}+G_{ХР}*K_{НП}*N_р$
Объем перекачки	$B_{общ}$	50	т/год	Максимально-разовый выброс, г/с:
Объем перекачки в течение осенне-зимнего периода	$B_{оз}$	25	т/год	
Объем перекачки в течение весенне-летнего периода	$B_{вл}$	25	т/год	$M=C_1*K_р^{max}*V_ч^{max}/3600$

Расчетные показатели:			
Средние удельные выбросы из резервуара в осенне-зимний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	2.36	г/т
Средние удельные выбросы из резервуара в весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	3.15	г/т
Концентрация паров нефтепродукта в резервуаре (приложение 12)	C_1	3.92	г/м^3
Опытный коэффициент (приложение 8)	$K_р^{max}$	0.8	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки	$V_ч^{max}$	4	м^3/ч
Выбросы паров нефтепродуктов при хранении дизтоплива в одном резеруаре (приложение 13)	$G_{ХР}$	0.081	т/год
Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0.0029	
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара:			
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**M**	0.0036046	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**G**	0.0003451	т/год

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Масс. сод-ние C_i, % масс.	Количество выбросов	
			г/с	т/год
0333	Сероводород	0.28%	0.0000101	0.0000010
2754	Углеводороды предельные С12-С19	99.72%	0.0035945	0.0003441
Всего по источнику:			**0.0036046**	**0.0003451**

№ ИЗА	*2010*	*Наименование источника загрязнения атмосферы*	*Резервный генератор*
№ ИВ	*001*	*Наименование источника выделения*	*Выхлопная труба*

Расчеты выбросов выполнены согласно, **"Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" РНД 211.2.02.04-2004**, МООС РК, Астана 2005 год.

Максимальный выброс i-го вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$M_{сек}=e_i*P_э/3600$, г/с

где:

e_i - выброс i-го вредного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч (таблица 1 или 2):

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки:	$P_э$	440	кВт

Валовый выброс i-го вещества за год стационарной дизельной установкой определяется по формуле:

$M_{год}=q_i*B_{год}/1000$, т/год

где:

q_i - выброс i-го вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, г/кг топлива (таблица 3 или 4):

расход топлива стационарной дизельной установкой за год (берется по отчетным данным об эксплуатации установки) или определяется по формуле: $B_{год}=b_э*k*P_э*T*10^{-6}$:	$B_{год}$	10.44	т/год
Расход топлива:	b	100	л/ч
	b	87.0	кг/ч
Средний удельный расход топлива:	$b_э$	198	г/кВт.ч
Плотность дизельного топлива:	ρ	0.87	кг/л
Коэффициент использования:	k	1	
Время работы:	T	120	ч/год
Исходные данные по источнику выбросов			
Количество:	N	1	шт
Частота вращения вала:	n	1500	об/мин
Группа СДУ:		Б	
Расчет расхода отработанных газов и топлива			
Расход отработанных газов, $G_{ог} = 8.72*10^{-6}*b_э*P_э$	$G_{ог}$	0.760	кг/с
Температура отходящих газов:	$T_{ог}$	723	K
Плотность газов при 0°С:	$γ0_{ог}$	1.31	кг/м^3
Плотность газов при $T_{ог}$ (К), $γ0_{ог}/(1+T_{ог}/273)$	$γ_{ог}$	0.35916	кг/м^3
Объемный расход отработанных газов, $Q_{ог}=G_{ог}/γ_{ог}$	$Q_{ог}$	2.1152	м^3/с

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу всего от дизельного генератора:

001	Выхлопная труба дизельного генератора				
Код ЗВ	Наименование ЗВ	e_i,	q_i,	Максимально-разовый выброс	Валовый выброс
		г/кВт.ч	г/кг топлива	$M_{сек}$, г/с	$M_{год}$, т/год

	Азота оксиды	9.6	40	1.1733333	0.2088000
0301	Азота диоксид			0.9386666	0.1670400
0304	Азота оксид			0.1525333	0.0271440
0328	Сажа	0.5	2	0.0611111	0.0104400
0330	Сера диоксид	1.2	5	0.1466667	0.0261000
0337	Углерод оксид	6.2	26	0.7577778	0.1357200
0703	Бенз(а)пирен	0.000012	0.000055	0.00000147	0.00000029
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0146667	0.0026100
2754	Углеводороды пр. С12-С19	2.9	12	0.3544444	0.0626400
	Всего			**2.4258681**	**0.4316943**

№ ИЗА	***2011***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Резервный генератор***
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***	***Выхлопная труба***

Расчеты выбросов выполнены согласно, **"Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" РНД 211.2.02.04-2004**, МООС РК, Астана 2005 год.

Максимальный выброс i-го вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{сек}=e_i*P_э/3600, \text{ г/с}$$

где:

e_i - выброс i-го вредного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч (таблица 1 или 2):

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки:	$P_э$	440	кВт

Валовый выброс i-го вещества за год стационарной дизельной установкой определяется по формуле:

$$M_{год}=q_i*B_{год}/1000, \text{ т/год}$$

где:

q_i - выброс i-го вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, г/кг топлива (таблица 3 или 4):

расход топлива стационарной дизельной установкой за год (берется по отчетным данным об эксплуатации установки) или определяется по формуле: $B_{год}=b_э*k*P_э*T*10^{-6}$:	$B_{год}$	10.44	т/год
Расход топлива:	b	100	л/ч
	b	87.0	кг/ч
Средний удельный расход топлива:	$b_э$	198	г/кВт.ч
Плотность дизельного топлива:	ρ	0.87	кг/л
Коэффициент использования:	k	1	
Время работы:	T	120	ч/год
Исходные данные по источнику выбросов			
Количество:	N	1	шт
Частота вращения вала:	n	1500	об/мин
Группа СДУ:		Б	
Расчет расхода отработанных газов и топлива			
Расход отработанных газов, $G_{ог} = 8.72*10^{-6}*b_э*P_э$	$G_{ог}$	0.760	кг/с
Температура отходящих газов:	$T_{ог}$	723	К
Плотность газов при 0°С:	$γ0_{ог}$	1.31	кг/м^3
Плотность газов при $T_{ог}$ (К), $γ0_{ог}/(1+T_{ог}/273)$	$γ_{ог}$	0.35916	кг/м^3
Объемный расход отработанных газов, $Q_{ог}=G_{ог}/γ_{ог}$	$Q_{ог}$	2.1152	м^3/с

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу всего от дизельного генератора:

001	**Выхлопная труба дизельного генератора**				
Код ЗВ	**Наименование ЗВ**	**e_i,**	**q_i,**	**Максимально-разовый выброс**	**Валовый выброс**
		г/кВт.ч	**г/кг топлива**	**$M_{сек}$, г/с**	**$M_{год}$, т/год**
	Азота оксиды	9.6	40	1.1733333	0.2088000
0301	Азота диоксид			0.9386666	0.1670400
0304	Азота оксид			0.1525333	0.0271440
0328	Сажа	0.5	2	0.0611111	0.0104400
0330	Сера диоксид	1.2	5	0.1466667	0.0261000
0337	Углерод оксид	6.2	26	0.7577778	0.1357200
0703	Бенз(а)пирен	0.000012	0.000055	0.00000147	0.00000029
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0146667	0.0026100
2754	Углеводороды пр. С12-С19	2.9	12	0.3544444	0.0626400
	Всего			**2.4258681**	**0.4316943**

№ ИЗА	***7013***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Перекачка дизельного топлива***
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***	***Насосы для перекачки дизтоплива***

Расчет выбросов в атмосферу от средств перекачки выполнен по **РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров"**, Астана, 2005 г.

Maximum one-time emission is calculated by the formula: $M_{сек\ j}=(c_j*n_н*Q)/3.6$, g/sec

Валовый выброс рассчитывается по формуле: $M_{год\ j}=(c_j*n_н*Q*T)/10^3$, т/год

Исходные параметры:

Характеристика насоса – центробежный с одним торцевым уплотнением вала.			
Количество насосов:	$n_н$	5	шт.
Количество запорно-регулирующей арматуры:	$n_{зра}$	8	шт.
Фланцевых соединений:	$n_ф$	16	шт.
Время работы насосов:	T	8760	ч/год
Время работы ЗРА и фланцевых соединений:	T	8760	ч/год
Удельное выделение загрязняющих веществ (таблица 8.1)	Q	0.04	кг/ч
Массовое содержание сероводорода	c_j	0.28%	
Массовое содержание углеводородов предельные С12-С19	c_j	99.72%	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу от нефтеперекачивающего оборудования:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимально разовый выброс ЗВ, г/с	Валовый выброс ЗВ, т/год
0333	Сероводород	0.0001556	0.0049056
2754	Углеводороды предельные С12-С19	0.0554000	1.7470944

№ ИЗА	***7013***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Перекачка дизельного топлива***
№ ИВ	***002***	***Наименование источника выделения***	***Неплотности ЗРА и фланцевых соединений***

Выделение вредных веществ через неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений определены в соответствии с "**Методикой расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования"**. **РД 39.142-00**, Минэнергетики РФ ОАО "НИПИГАЗПЕРЕРАБОТКА", 2000 г.

Максимально разовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_i = Y_{нуij}/1000 = g_{нуi}*n_i*x_{нуi}*c_i/1000}$, г/с

Валовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{П_i = (T*Y_{нуij})/10^6*3600}$, т/год

Исходные параметры:

Тип неподвижного и подвижного соединения	Вид технологического потока	Кол-во единиц работающего оборудования, n_i, шт.	Величина утечки потока через одно уплотнение i-ого типа, $g_{нуi}$, мг/с	Доля уплотнений i-ого типа потерявших герметичность, $x_{нуi}$
Запорно-регулирующая арматура	тяжелые углеводороды	8	1.83	0.07
Фланцевое соединение	тяжелые углеводороды	16	0.08	0.02

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу от неплотностей ЗРА и фланцевых соединений:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимально разовый выброс ЗВ, г/с	Валовый выброс ЗВ, т/год
0333	Сероводород	0.0000029	0.0000915
2754	Углеводороды предельные С12-С19	0.0010475	0.0330340

Код ЗВ	**Наименование ЗВ**	**Максимально разовый выброс ЗВ, г/с**	**Валовый выброс ЗВ, т/год**
0333	Сероводород	0.0001585	0.0049971
2754	Углеводороды предельные С12-С19	0.0564475	1.7801284
Всего по источнику:		**0.0566060**	**1.7851255**

№ ИЗА	***7014***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Резервуар-усреднитель***
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***	***Неорганизованный выброс***

Расчет выбросов в атмосферу выполнен согласно: **"Сборника методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами", МЭБ РК РНПЦЭЭАиЭ «КазЭкоэксп», Алматы 1996 г. Раздел 5 "Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов".**

Количество выбросов от объектов сооружений механической очистки (песколовка, пруды, шламонакопители и др.) рассчитывается по формуле: $\mathbf{П_{вал}^{ом}=П_{вал}^{нл}*(F_{ом}/F_{нл})*(K_{11}^{ом}/K_{11}^{нл})*K_{12}}$, кг/час, где $\mathbf{П_{вал}^{нл}=(4+0.4*v)*(0.7518*P_{s(38)}*K_5)^{K10}*(C/F_{нл})^{0,1}*F_{нл}*K_{11}*10^{-2}}$, кг/час

Среднегодовая скорость ветра:	v	0.1	м/с
Давление насыщенных паров нефтепродуктов при температуре 38°С, сбрасываемых со сточными водами на нефтеловушки:	$P_{s(38)}$	1.197	гПа
Коэффициент K_5 принимается в зависимости от значения давления насыщенных паров ($P_{s(38)}$ гПа) ловушечного продукта и температуры сточных вод ($t_{св}$ °С), причем вместо температуры газового пространства ($t_г$ °С) берется численно равное ей значение температуры сточных вод, принимаемое по данным периодических замеров.	K_5	0.418	
Коэффициент K_{10} имеет следующие значения: при поступлении в нефтеловушку индивидуальных веществ и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров $P_{s(38)}$ меньше 2.5 гПа K_{10}=1, а для нефтей и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров больше 1.5 гПа K_{10}=0.25	K_{10}	1	
Концентрация нефтепродуктов в сточных водах:	C	16.05	мг/л
Площадь поверхности жидкости:	$F_{нл}$	50.5	$м^2$
Значение коэффициента K_{11} в зависимости отстепени укрытия поверхностей объекта сооружений механической очистки шифером или др. материалом принимается по табл. 5.5.	K_{11}	0.1	степень укрытия 100%

Количество выбросов от нефтеловушек:	$П_{вал}^{нл}$	0.068465	кг/час
Фактический годовой фонд времени работы оборудования:	T	8760	час/год
Максимальный (разовый) выброс от нефтеловушки рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_{сек}=П_{вал}^{нл}/3.6}$, г/с	M	0.0190180	г/сек
Годовой (валовый) выброс от нефтеловушки рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_{год}=П_{вал}^{нп}*T/10^3}$	G	0.5997519	т/год

Выбросы паров нефтепродуктов нефтеловушки в атмосферу:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	[%]масс	Количество выбросов	
			г/с	т/год
0333	Сероводород	0.47%	0.0000894	0.0028188
0415	Углеводороды пр. С1-С5	86.26%	0.0164049	0.5173460
0526	Этилен	2.12%	0.0004032	0.0127147
0602	Бензол	2.19%	0.0004165	0.0131346
0616	Ксилол	2.68%	0.0005097	0.0160734
0621	Толуол	5.69%	0.0010821	0.0341259
1071	Фенол	0.59%	0.0001122	0.0035385
Всего по источнику:			**0.0190180**	**0.5997519**

№ ИЗА	***2012***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Входной сепаратор нефти и воды***
№ ИВ	***001-002***	***Наименование источника выделения***	***Вентиляционная труба***

Расчет выбросов в атмосферу выполнен согласно: **"Сборника методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами", МЭБ РК РНПЦЭЭАиЭ «КазЭкоэксп», Алматы 1996 г. Раздел 5 "Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов".**

Количество выбросов от объектов сооружений механической очистки (песколовка, пруды, шламонакопители и др.) рассчитывается по формуле: $\mathbf{П_{вал}^{ом}=П_{вал}^{нл}*(F_{ом}/F_{нл})*(K_{11}^{ом}/K_{11}^{нл})*K_{12}}$, кг/час, где $\mathbf{П_{вал}^{нл}=(4+0.4*v)*(0.7518*P_{s(38)}*K_5)^{K10}*(C/F_{нл})^{0,1}*F_{нл}*K_{11}*10^{-2}}$, кг/час

Количество оборудования:	n	2	шт.
Среднегодовая скорость ветра:	v	0.1	м/с
Давление насыщенных паров нефтепродуктов при температуре 38°С, сбрасываемых со сточными водами на нефтеловушки:	$P_{s(38)}$	1.197	гПа
Коэффициент K_5 принимается в зависимости от значения давления насыщенных паров ($P_{s(38)}$ гПа) ловушечного продукта и температуры сточных вод ($t_{св}$ °С), причем вместо температуры газового пространства ($t_г$ °С) берется численно равное ей значение температуры сточных вод, принимаемое по данным периодических замеров.	K_5	0.418	
Коэффициент K_{10} имеет следующие значения: при поступлении в нефтеловушку индивидуальных веществ и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров $P_{s(38)}$ меньше 2.5 гПа K_{10}=1, а для нефтей и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров больше 1.5 гПа K_{10}=0.25	K_{10}	1	
Концентрация нефтепродуктов в сточных водах:	C	16.05	мг/л
Площадь поверхности жидкости:	$F_{нл}$	50.53	$м^2$
Коэффициент для объектов механической очистки, в зависимости от степени укрытия поверхностей объекта, принимается по таблице 5.5:	K_{11}	1	степень укрытия 0%
Количество выбросов от нефтеловушек:	$П_{вал}^{нл}$	0.6846482	кг/час
Площадь одного из объектов сооружений механической очистки:	$F_{ом}$	9.46	$м^2$
Коэффициент, принимается по таблице 5.8.	K_{12}	0.1	
Количество выбросов от объектов сооружений механической очистки:	$П_{вал}^{ом}$	0.0128186	кг/час
Фактический годовой фонд времени работы оборудования:	T	8760	час/год
Максимальный (разовый) выброс от нефтеловушки рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_{сек}=П_{вал}^{нл}/3.6}$, г/с	M	0.0035607	г/сек
Годовой (валовый) выброс от нефтеловушки рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_{год}=П_{вал}^{нп}*T/10^3}$	G	0.1122909	т/год

Выбросы ЗВ от входного сепаратора нефти и воды

Код ЗВ	Наименование ЗВ	[%]масс	A1-570-VW-001A		A1-570-VW-001B	
			Максимально-разовый, г/с	Валовый выброс, т/год	Максимально-разовый, г/с	Валовый выброс, т/год
0333	Сероводород	0.86%	0.0000306	0.0009657	0.0000306	0.0009657
0415	Углеводороды пр. С1-С5	88.52%	0.0031519	0.0993999	0.0031519	0.0993999
0526	Этилен	0.94%	0.0000335	0.0010555	0.0000335	0.0010555
0602	Бензол	1.08%	0.0000385	0.0012127	0.0000385	0.0012127
0616	Ксилол	4.45%	0.0001585	0.0049969	0.0001585	0.0049969
0621	Толуол	3.95%	0.0001406	0.0044355	0.0001406	0.0044355
1071	Фенол	0.20%	0.0000071	0.0002246	0.0000071	0.0002246
Всего по источнику:			**0.0035607**	**0.1122908**	**0.0035607**	**0.1122908**

№ ИЗА	*2012*	*Наименование источника загрязнения атмосферы*		*Испарительная емкость с мешалкой*
№ ИВ	*003*	*Наименование источника выделения*		*Вентиляционная труба*
Расчет выбросов в атмосферу выполнен согласно: **"Сборника методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами", МЭБ РК РНПЦЭЭАиЭ «КазЭкоэксп», Алматы 1996 г. Раздел 5 "Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов".**				
Количество выбросов от объектов сооружений механической очистки (песколовка, пруды, шламонакопители и др.) рассчитывается по формуле: $\mathbf{П_{вал}^{ом}=П_{вал}^{нл}*(F_{ом}/F_{нл})*(K_{11}^{ом}/K_{11}^{нл})*K_{12}}$, кг/час, где $\mathbf{П_{вал}^{нл}=(4+0.4*v)*(0.7518*P_{s(38)}*K_5)^{K10}*(C/F_{нл})^{0,1}*F_{нл}*K_{11}*10^{-2}}$, кг/час				
Среднегодовая скорость ветра:		v	0.1	м/с
Давление насыщенных паров нефтепродуктов при температуре 38°С, сбрасываемых со сточными водами на нефтеловушки:		$P_{s(38)}$	1.197	гПа
Коэффициент K_5 принимается в зависимости от значения давления насыщенных паров ($P_{s(38)}$ гПа) ловушечного продукта и температуры сточных вод ($t_{св}$ °С), причем вместо температуры газового пространства ($t_г$ °С) берется численно равное ей значение температуры сточных вод, принимаемое по данным периодических замеров.		K_5	0.418	
Коэффициент K_{10} имеет следующие значения: при поступлении в нефтеловушку индивидуальных веществ и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров $P_{s(38)}$ меньше 2.5 гПа K_{10}=1, а для нефтей и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров больше 1.5 гПа K_{10}=0.25		K_{10}	1	
Концентрация нефтепродуктов в сточных водах:		C	16.05	мг/л
Площадь поверхности жидкости:		$F_{нл}$	9.46	$м^2$
Коэффициент для объектов механической очистки, в зависимости от степени укрытия поверхностей объекта, принимается по таблице 5.5:		K_{11}	1	степень укрытия 0%
Количество выбросов от нефтеловушек:		$П_{вал}^{нл}$	0.1515666	кг/час
Площадь одного из объектов сооружений механической очистки:		$F_{ом}$	0.55	$м^2$
Коэффициент, принимается по таблице 5.8.		K_{12}	0.1	
Количество выбросов от объектов сооружений механической очистки:		$П_{вал}^{ом}$	0.0008812	кг/час
Фактический годовой фонд времени работы оборудования:		T	8760	час/год
Максимальный (разовый) выброс от нефтеловушки рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_{сек}=П_{вал}^{нл}/3.6}$, г/с		M	0.0002448	г/сек
Годовой (валовый) выброс от нефтеловушки рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_{год}=П_{вал}^{нл}*T/10^3}$		G	0.0077193	т/год
Выбросы паров нефтопродуктов от испарительной емкости с мешалкой А1-570-ТС-001:				
Код ЗВ	**Наименование ЗВ**	**[%]масс**	**Максимально-разовый, г/с**	**Валовый выброс, т/год**
0333	Сероводород	0.86%	0.0000021	0.0000664
0415	Углеводороды пр. С1-С5	88.52%	0.0002167	0.0068331
0526	Этилен	0.94%	0.0000023	0.0000726
0602	Бензол	1.08%	0.0000026	0.0000834
0616	Ксилол	4.45%	0.0000109	0.0003435
0621	Толуол	3.95%	0.0000097	0.0003049
1071	Фенол	0.20%	0.0000005	0.0000154
Всего по источнику:			**0.0002448**	**0.0077193**

№ ИЗА	*2012*	*Наименование источника загрязнения атмосферы*		*Флокуляционная камера*
№ ИВ	*004*	*Наименование источника выделения*		*Вентиляционная труба*
Расчет выбросов в атмосферу выполнен согласно: **"Сборника методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами", МЭБ РК РНПЦЭЭАиЭ «КазЭкоэксп», Алматы 1996 г. Раздел 5 "Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов".**				
Количество выбросов от объектов сооружений механической очистки (песколовка, пруды, шламонакопители и др.) рассчитывается по формуле: $\mathbf{П_{вал}^{ом}=П_{вал}^{нл}*(F_{ом}/F_{нл})*(K_{11}^{ом}/K_{11}^{нл})*K_{12}}$, кг/час, где $\mathbf{П_{вал}^{нл}=(4+0.4*v)*(0.7518*P_{s(38)}*K_5)^{K10}*(C/F_{нл})^{0,1}*F_{нл}*K_{11}*10^{-2}}$, кг/час				
Среднегодовая скорость ветра:		v	0.1	м/с
Давление насыщенных паров нефтепродуктов при температуре 38°С, сбрасываемых со сточными водами на нефтеловушки:		$P_{s(38)}$	1.197	гПа
Коэффициент K_5 принимается в зависимости от значения давления насыщенных паров ($P_{s(38)}$ гПа) ловушечного продукта и температуры сточных вод ($t_{св}$ °С), причем вместо температуры газового пространства ($t_г$ °С) берется численно равное ей значение температуры сточных вод, принимаемое по данным периодических замеров.		K_5	0.418	
Коэффициент K_{10} имеет следующие значения: при поступлении в нефтеловушку индивидуальных веществ и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров $P_{s(38)}$ меньше 2.5 гПа K_{10}=1, а для нефтей и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров больше 1.5 гПа K_{10}=0.25		K_{10}	1	
Концентрация нефтепродуктов в сточных водах:		C	16.05	мг/л
Площадь поверхности жидкости:		$F_{нл}$	0.55	$м^2$
Коэффициент для объектов механической очистки, в зависимости от степени укрытия поверхностей объекта, принимается по таблице 5.5:		K_{11}	1	степень укрытия 0%
Количество выбросов от объектов сооружений механической очистки:		$П_{вал}^{ом}$	0.0166948	кг/час
Площадь одного из объектов сооружений механической очистки:		$F_{ом}$	7.84	$м^2$

Коэффициент, принимается по таблице 5.8:	K_{12}	0.1	
Количество выбросов от нефтеловушек:	$П_{вал}^{нл}$	0.0117119	кг/час
Фактический годовой фонд времени работы оборудования:	T	8760	час/год
Максимальный (разовый) выброс от нефтеловушки рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_{сек}=П_{вал}^{нл}/3.6}$, г/с	M	0.0046374	г/сек
Годовой (валовый) выброс от нефтеловушки рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_{год}=П_{вал}^{нл}*T/10^3}$	G	0.1462464	т/год

Выбросы паров нефтепродуктов от флокуляционной камеры А1-570-ТС-002:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	[%]масс	Максимально-разовый, г/с	Валовый выброс, т/год
0333	Сероводород	0.86%	0.0000399	0.0012577
0415	Углеводороды пр. С1-С5	88.52%	0.0041050	0.1294573
0526	Этилен	0.94%	0.0000436	0.0013747
0602	Бензол	1.08%	0.0000501	0.0015795
0616	Ксилол	4.45%	0.0002064	0.0065080
0621	Толуол	3.95%	0.0001832	0.0057767
1071	Фенол	0.20%	0.0000093	0.0002925
Всего по источнику:			**0.0046375**	**0.1462464**

№ ИЗА	***2012***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Установка воздушной флотации***
№ ИВ	***005***	***Наименование источника выделения***	***Вентиляционная труба***

Расчет выбросов в атмосферу выполнен согласно: **"Сборника методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами", МЭБ РК РНПЦЭЭАиЭ «КазЭкоэксп», Алматы 1996 г. Раздел 5 "Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов".**

Количество выбросов от объектов сооружений механической очистки (песколовка, пруды, шламонакопители и др.) рассчитывается по формуле: $\mathbf{П_{вал}^{ом}=П_{вал}^{нл}*(F_{ом}/F_{нл})*(K_{11}^{ом}/K_{11}^{нл})*K_{12}}$, кг/час, где $\mathbf{П_{вал}^{нл}=(4+0.4*v)*(0.7518*P_{s(38)}*K_5)^{K10}*(C/F_{нл})^{0,1}*F_{нл}*K_{11}*10^{-2}}$, кг/час

Среднегодовая скорость ветра:	v	0.1	м/с
Давление насыщенных паров нефтепродуктов при температуре 38°С, сбрасываемых со сточными водами на нефтеловушки:	$P_{s(38)}$	1.197	гПа
Коэффициент K_5 принимается в зависимости от значения давления насыщенных паров ($P_{s(38)}$ гПа) ловушечного продукта и температуры сточных вод ($t_{св}$ °С), причем вместо температуры газового пространства ($t_г$ °С) берется численно равное ей значение температуры сточных вод, принимаемое по данным периодических замеров.	K_5	0.418	
Коэффициент K_{10} имеет следующие значения: при поступлении в нефтеловушку индивидуальных веществ и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров $P_{s(38)}$ меньше 2.5 гПа K_{10}=1, а для нефтей и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров больше 1.5 гПа K_{10}=0.25	K_{10}	1	
Концентрация нефтепродуктов в сточных водах:	C	16.05	мг/л
Площадь поверхности жидкости:	$F_{нл}$	7.84	$м^2$
Коэффициент для объектов механической очистки, в зависимости от степени укрытия поверхностей объекта, принимается по таблице 5.5:	K_{11}	1	степень укрытия 0%
Количество выбросов от объектов сооружений механической очистки:	$П_{вал}^{ом}$	0.0146278	кг/час
Площадь одного из объектов сооружений механической очистки:	$F_{ом}$	8.96	$м^2$
Коэффициент, принимается по таблице 5.8:	K_{12}	0.1	
Количество выбросов от нефтеловушек:	$П_{вал}^{нл}$	0.127993	кг/час
Фактический годовой фонд времени работы оборудования:	T	8760	час/год
Максимальный (разовый) выброс от нефтеловушки рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_{сек}=П_{вал}^{нл}/3.6}$, г/с	M	0.0040633	г/сек
Годовой (валовый) выброс от нефтеловушки рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_{год}=П_{вал}^{нл}*T/10^3}$	G	0.1281395	т/год

Выбросы паров нефтепродуктов от флокуляционной камеры А1-570-ТС-002:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	[%]масс	Максимально-разовый, г/с	Валовый выброс, т/год
0333	Сероводород	0.86%	0.0000349	0.0011020
0415	Углеводороды пр. С1-С5	88.52%	0.0035968	0.1134291
0526	Этилен	0.94%	0.0000382	0.0012045
0602	Бензол	1.08%	0.0000439	0.0013839
0616	Ксилол	4.45%	0.0001808	0.0057022
0621	Толуол	3.95%	0.0001605	0.0050615
1071	Фенол	0.20%	0.0000081	0.0002563
Всего по источнику:			**0.0040632**	**0.1281395**

№ ИЗА	***2012***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Бак-коллектор нефти***
№ ИВ	***006***	***Наименование источника выделения***	***Вентиляционная труба***

Расчет выбросов в атмосферу выполнен согласно: **"Сборника методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами", МЭБ РК РНПЦЭЭАиЭ «КазЭкоэксп», Алматы 1996 г. Раздел 5 "Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов".**

Количество выбросов от объектов сооружений механической очистки (песколовка, пруды, шламонакопители и др.) рассчитывается по формуле: $\mathbf{П_{вал}^{ом}=П_{вал}^{нл}*(F_{ом}/F_{нл})*(K_{11}^{ом}/K_{11}^{нл})*K_{12}}$, кг/час, где $\mathbf{П_{вал}^{нл}=(4+0.4*v)*(0.7518*P_{s(38)}*K_5)^{K10}*(C/F_{нл})^{0,1}*F_{нл}*K_{11}*10^{-2}}$, кг/час			
Среднегодовая скорость ветра:	v	0.1	м/с
Давление насыщенных паров нефтепродуктов при температуре 38ºС, сбрасываемых со сточными водами на нефтеловушки:	$P_{s(38)}$	1.197	гПа
Коэффициент K_5 принимается в зависимости от значения давления насыщенных паров ($P_{s(38)}$ гПа) ловушечного продукта и температуры сточных вод ($t_{св}$ ºС), причем вместо температуры газового пространства ($t_г$ ºС) берется численно равное ей значение температуры сточных вод, принимаемое по данным периодических замеров.	K_5	0.418	
Коэффициент K_{10} имеет следующие значения: при поступлении в нефтеловушку индивидуальных веществ и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров $P_{s(38)}$ меньше 2.5 гПа K_{10}=1, а для нефтей и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров больше 1.5 гПа K_{10}=0.25	K_{10}	1	
Концентрация нефтепродуктов в сточных водах:	C	16.05	мг/л
Площадь поверхности жидкости:	$F_{нл}$	27.88	$м^2$
Коэффициент для объектов механической очистки, в зависимости от степени укрытия поверхностей объекта, принимается по таблице 5.5:	K_{11}	1	степень укрытия 0%
Количество выбросов от объектов сооружений механической очистки:	$П_{вал}^{ом}$	0.0353109	кг/час
Площадь одного из объектов сооружений механической очистки:	$F_{ом}$	10.676	$м^2$
Коэффициент, принимается по таблице 5.8:	K_{12}	0.23	
Количество выбросов от нефтеловушек:	$П_{вал}^{нл}$	0.4009268	кг/час
Фактический годовой фонд времени работы оборудования:	T	8760	час/год
Максимальный (разовый) выброс от нефтеловушки рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_{сек}=П_{вал}^{нл}/3.6}$, г/с	M	0.0098086	г/сек
Годовой (валовый) выброс от нефтеловушки рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_{год}=П_{вал}^{нл}*T/10^3}$	G	0.3093235	т/год

Выбросы паров нефтепродуктов от флокуляционной камеры А1-570-ТС-002:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	[%]масс	Максимально-разовый, г/с	Валовый выброс, т/год
0333	Сероводород	0.36%	0.0000353	0.0011136
0415	Углеводороды пр. С1-С5	90.22%	0.0088493	0.2790717
0526	Этилен	2.56%	0.0002511	0.0079187
0602	Бензол	2.90%	0.0002844	0.0089704
0616	Ксилол	0.40%	0.0000392	0.0012373
0621	Толуол	3.50%	0.0003433	0.0108263
1071	Фенол	0.06%	0.0000059	0.0001856
Всего по источнику:			**0.0098085**	**0.3093236**

№ ИЗА	***2012***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Сборщик нефтесодержащего шлама***
№ ИВ	***007***	***Наименование источника выделения***	***Вентиляционная труба***
Расчет выбросов в атмосферу выполнен согласно: **"Сборника методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами", МЭБ РК РНПЦЭЭАиЭ «КазЭкоэксп», Алматы 1996 г. Раздел 5 "Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов".**			
Количество выбросов от объектов сооружений механической очистки (песколовка, пруды, шламонакопители и др.) рассчитывается по формуле: $\mathbf{П_{вал}^{ом}=П_{вал}^{нл}*(F_{ом}/F_{нл})*(K_{11}^{ом}/K_{11}^{нл})*K_{12}}$, кг/час, где $\mathbf{П_{вал}^{нл}=(4+0.4*v)*(0.7518*P_{s(38)}*K_5)^{K10}*(C/F_{нл})^{0,1}*F_{нл}*K_{11}*10^{-2}}$, кг/час			
Среднегодовая скорость ветра:	v	0.1	м/с
Давление насыщенных паров нефтепродуктов при температуре 38ºС, сбрасываемых со сточными водами на нефтеловушки:	$P_{s(38)}$	1.197	гПа
Коэффициент K_5 принимается в зависимости от значения давления насыщенных паров ($P_{s(38)}$ гПа) ловушечного продукта и температуры сточных вод ($t_{св}$ ºС), причем вместо температуры газового пространства ($t_г$ ºС) берется численно равное ей значение температуры сточных вод, принимаемое по данным периодических замеров.	K_5	0.418	
Коэффициент K_{10} имеет следующие значения: при поступлении в нефтеловушку индивидуальных веществ и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров $P_{s(38)}$ меньше 2.5 гПа K_{10}=1, а для нефтей и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров больше 1.5 гПа K_{10}=0.25	K_{10}	1	
Концентрация нефтепродуктов в сточных водах:	C	16.05	мг/л
Площадь поверхности жидкости:	$F_{нл}$	27.88	$м^2$
Коэффициент для объектов механической очистки, в зависимости от степени укрытия поверхностей объекта, принимается по таблице 5.5:	K_{11}	1	степень укрытия 0%
Количество выбросов от объектов сооружений механической очистки:	$П_{вал}^{ом}$	0.0134946	кг/час
Площадь одного из объектов сооружений механической очистки:	$F_{ом}$	4.08	$м^2$
Коэффициент, принимается по таблице 5.8:	K_{12}	0.23	
Количество выбросов от нефтеловушек:	$П_{вал}^{нл}$	0.4009268	кг/час
Фактический годовой фонд времени работы оборудования:	T	8760	час/год
Максимальный (разовый) выброс от нефтеловушки рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_{сек}=П_{вал}^{нл}/3.6}$, г/с	M	0.0037485	г/сек

Годовой (валовый) выброс от нефтеловушки рассчитывается по формуле: **$M_{год}=П_{вал}^{нп}*T/10^3$**	G	0.1182127	т/год

Выбросы паров нефтепродуктов от флокуляционной камеры А1-570-ТС-002:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	[%]масс	Максимально-разовый, г/с	Валовый выброс, т/год
0333	Сероводород	0.36%	0.0000135	0.0004256
0415	Углеводороды пр. С1-С5	90.22%	0.0033819	0.1066515
0526	Этилен	2.56%	0.0000960	0.0030262
0602	Бензол	2.90%	0.0001087	0.0034282
0616	Ксилол	0.40%	0.0000150	0.0004729
0621	Толуол	3.50%	0.0001312	0.0041374
1071	Фенол	0.06%	0.0000022	0.0000709
Всего по источнику:			**0.0037485**	**0.1182127**

№ ИЗА	***2013***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Дизельный двигатель модели Kubota Z482-ES передвижного плавающего нефтесборщика***
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***	***Выхлопная труба***

Расчеты выбросов выполнены согласно, **"Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" РНД 211.2.02.04-2004**, МООС РК, Астана 2005 год.

Максимальный выброс i-го вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$M_{сек}=e_i*P_э/3600$, г/с

где:

e_i - выброс i-го вредного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч (таблица 1 или 2):

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки:	$P_э$	9.9	кВт

Валовый выброс i-го вещества за год стационарной дизельной установкой определяется по формуле:

$M_{год}=q_i*B_{год}/1000$, т/год

где:

q_i - выброс i-го вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, г/кг топлива (таблица 3 или 4):

расход топлива стационарной дизельной установкой за год (берется по отчетным данным об эксплуатации установки) или определяется по формуле: **$B_{год}=b_э*k*P_э*T*10^{-6}$**:	$B_{год}$	14.892	т/год
Расход топлива:	b	1.95	л/ч
	b	1.7	кг/ч
Средний удельный расход топлива:	$b_э$	172	г/кВт.ч
Плотность дизельного топлива:	ρ	0.87	кг/л
Коэффициент использования:	k	1	
Время работы:	T	8760	ч/год

Исходные данные по источнику выбросов

Количество:	N	1	шт
Частота вращения вала:	n	1500	об/мин
Группа СДУ:		A	

Расчет расхода отработанных газов и топлива

Расход отработанных газов, **$G_{ог} = 8.72*10^{-6}*b_э*P_э$**	$G_{ог}$	0.015	кг/с
Температура отходящих газов:	$T_{ог}$	723	K
Плотность газов при 0°С:	$γ0_{ог}$	1.31	кг/м^3
Плотность газов при $T_{ог}$ (К), **$γ_{ог}=γ0_{ог}/(1+T_{ог}/273)$**	$γ_{ог}$	0.35916	кг/м^3
Объемный расход отработанных газов, **$Q_{ог}=G_{ог}/γ_{ог}$**	$Q_{ог}$	0.0413	м^3/с

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу всего от дизель-генератора:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	e_i,	q_i,	Максимально-разовый выброс	Валовый выброс
		г/кВт.ч	г/кг топлива	$M_{сек}$, г/с	$M_{год}$, т/год
	Азота оксиды	10.3	43	0.0283250	0.6403560
0301	Азота диоксид			0.0226600	0.5122848
0304	Азота оксид			0.0036823	0.0832463
0328	Сажа	0.7	3	0.0019250	0.0446760
0330	Сера диоксид	1.1	4.5	0.0030250	0.0670140
0337	Углерод оксид	7.2	30	0.0198000	0.4467600
0703	Бенз(а)пирен	0.000013	0.000055	0.00000004	0.0000008
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0004125	0.0089352
2754	Углеводороды пр. С12-С19	3.6	15	0.0099000	0.2233800
Всего по источнику:				**0.0614048**	**1.3862971**

№ ИЗА	***2014***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Пожарный насос с дизельным приводом***
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***	***Выхлопная труба***

Расчеты выбросов выполнены согласно, **"Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" РНД 211.2.02.04-2004**, МООС РК, Астана 2005 год.

Максимальный выброс i-го вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:			
$M_{сек}=e_i*P_э/3600$, г/с			
где:			
e_i - выброс i-го вредного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч (таблица 1 или 2):			
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки:	$P_э$	272	кВт
Валовый выброс i-го вещества за год стационарной дизельной установкой определяется по формуле:			
$M_{год}=q_i*B_{год}/1000$, т/год			
где:			
q_i - выброс i-го вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, г/кг топлива (таблица 3 или 4):			
расход топлива стационарной дизельной установкой за год (берется по отчетным данным об эксплуатации установки) или определяется по формуле: **$B_{год}=b_э*k*P_э*T*10^{-6}$**:	$B_{год}$	6.264	т/год
Расход топлива:	b	60	л/ч
	b	52.2	кг/ч
Средний удельный расход топлива:	$b_э$	192	г/кВт.ч
Плотность дизельного топлива:	ρ	0.87	кг/л
Коэффициент использования:	k	1	
Время работы:	T	120	ч/год
Исходные данные по источнику выбросов			
Количество:	N	1	шт
Частота вращения вала:	n	2100	об/мин
Группа СДУ:		Б	
Расчет расхода отработанных газов и топлива			
Расход отработанных газов, **$G_{ог} = 8.72*10^{-6}*b_э*P_э$**	$G_{ог}$	0.455	кг/с
Температура отходящих газов:	$T_{ог}$	673	K
Плотность газов при 0°C:	$γ0_{ог}$	1.31	кг/м^3
Плотность газов при $T_{ог}$ (K), **$γ_{ог}=γ0_{ог}/(1+T_{ог}/273)$**	$γ_{ог}$	0.37813	кг/м^3
Объемный расход отработанных газов, **$Q_{ог}=G_{ог}/γ_{ог}$**	$Q_{ог}$	1.2043	м^3/с

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу всего от дизель-генератора:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	e_i,	q_i,	Максимально-разовый выброс	Валовый выброс
		г/кВт.ч	г/кг топлива	$M_{сек}$, г/с	$M_{год}$, т/год
	Азота оксиды	9.6	40	0.7253333	0.2505600
0301	Азота диоксид			0.5802666	0.2004480
0304	Азота оксид			0.0942933	0.0325728
0328	Сажа	0.5	2	0.0377778	0.0125280
0330	Сера диоксид	1.2	5	0.0906667	0.0313200
0337	Углерод оксид	6.2	26	0.4684444	0.1628640
0703	Бенз(а)пирен	0.000012	0.000055	0.0000009	0.0000003
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0090667	0.0031320
2754	Углеводороды пр. С12-С19	2.9	12	0.2191111	0.0751680
Всего по источнику:				**1.4996275**	**0.5180331**

ИЗА	**7015**	**Уст-550. Система закрытого дренажа**
ИВ	001 - 002	2 Емкости системы закрытого дренажа

Расчет выполнен по методике [3].

2 Емкости системы закрытого дренажа

Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	нефть Каламкас	60	8760	0.0025	0.04166667	1.314
002	Фланцевые соединения	нефть Каламкас	140	8760	0.00011	0.00427778	0.134904
ИТОГО:							
		нефть Каламкас	200	8760	-	0.04594444	1.448904

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.000	0	0
415	Углеводороды С1-С5	13.674	0.00628	0.1981
416	Углеводороды С6-С10	17.347	0.00797	0.2513
602	бензол	0.127	0.00006	0.0018
616	Ксилол	0.655	0.0003	0.0095
620	этилбензол	0.628	0.00029	0.0091
621	Толуол	0.454	0.00021	0.0066
2754	Углеводороды С11-С19	29.339	0.01348	0.4251

2 Емкости системы закрытого дренажа							
Номер ИВ	Наименование ИВ	Поток*	n, шт.	Время работы	Уд. выброс	Выбросы в атмосферу	
				ч/период	кг/ч	г/с	т/период
001	Запорно-регулирующая арматура	Дизельное топливо	60	8760	0.0025	0.04166667	1.314
002	Фланцевые соединения	Дизельное топливо	140	8760	0.00011	0.00427778	0.134904
ИТОГО:							
		Дизельное топливо	200	8760	-	0.04594444	1.448904

Идентификация вредных веществ в потоке

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/период
333	Сероводород	0.28	0.00013	0.0041
415	Углеводороды С1-С5	0	0	0
416	Углеводороды С6-С10	0	0	0
602	бензол	0	0	0
616	Ксилол	0	0	0
620	этилбензол	0	0	0
621	Толуол	0	0	0
2754	Углеводороды С11-С19	99.72	0.04582	1.4448

Итого по ИЗА

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы, всего	
		г/с	т/период
333	Сероводород	0.0001	0.0041
415	Углеводороды С1-С5	0.0063	0.1981
416	Углеводороды С6-С10	0.008	0.2513
602	бензол	0.0001	0.0018
616	Ксилол	0.0003	0.0095
620	этилбензол	0.0003	0.0091
621	Толуол	0.0002	0.0066
2754	Углеводороды С11-С19	0.0458	1.4448

№№ ИЗА		***7016-7020***		***Наименование источника загрязнения атмосферы***		***Магистральная линия нефти.***			
№ ИВ		***001***		***Наименование источника выделения***		***Неплотности ЗРА и ФС***			
Удельные выбросы. **"Протокол оценки утечек из оборудования", EPA-453/R-95-017**, США, 1995 год.					Среда:	ФС, кг/час	Насосы*, кг/час	ЗРА**, кг/час	Другие соединения, кг/час
					Жидкая	0.00011	0.013	0.0025	0.0075
ТУ			№ ИЗА	№ ИВ	Тип топлива / № потока	Отработанное время (часы/год)	Количество ФС, шт.	Количество насосов*, шт.	Количество ЗРА**, шт.	Количество других соединений, шт.
СТ	Магистральная линия нефти.	TR-2	7016	001	нефть	8760	10	0	5	2
		TR-3	7017	001	нефть	8760	10	0	5	2
		TR-4	7018	001	нефть	8760	10	0	5	2
		TR-5	7019	001	нефть	8760	10	0	5	2
		TR-7	7020	001	нефть	8760	15	0	10	5

Код ЗВ	**Наименование ЗВ**	**нефть, %масс.**	**7016-7019**		**7020**	
			г/с	**т/г**	**г/с**	**т/г**
0415	Углеводороды С1-С5	13.674	0.0010863	0.0342589	0.0024367	0.0768430
0416	Углеводороды С6-С10	17.347	0.0013781	0.0434602	0.0030911	0.0974816
0602	бензол	0.127	0.0000101	0.0003191	0.0000227	0.0007158
0616	Ксилол	0.655	0.0000521	0.0016417	0.0001168	0.0036823
0620	этилбензол	0.628	0.0000499	0.0015730	0.0001119	0.0035283
0621	Толуол	0.454	0.0000361	0.0011381	0.0000810	0.0025529
2754	Углеводороды пр. C_{12}-C_{19}	29.339	0.0023308	0.0735052	0.0052281	0.1648727
Всего по источнику:			**0.00494340**	**0.1558962**	**0.0110883**	**0.3496766**

№ ИЗА	***7021***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Перекачка дизельного топлива***
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***	***Насосы для перекачки дизтоплива***

Расчет выбросов в атмосферу от средств перекачки выполнен по **РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров"**, Астана, 2005 г.

Максимально разовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_{сек\,j}=(c_j*n_н*Q)/3,6}$, г/с

Валовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_{год\,j}=(c_j*n_н*Q*T)/10^3}$, т/год

Исходные параметры:

Характеристика насоса – центробежный с одним торцевым уплотнением вала.			
Количество насосов:	$n_н$	5	шт.
Количество запорно-регулирующей арматуры:	$n_{зра}$	20	шт.
Фланцевых соединений:	$n_ф$	40	шт.
Время работы насосов:	T	8760	ч/год
Время работы ЗРА и фланцевых соединений:	T	8760	ч/год
Удельное выделение загрязняющих веществ (таблица 8.1)	Q	0.04	кг/ч
Массовое содержание сероводорода	c_j	0.28%	
Массовое содержание углеводородов предельные С12-С19	c_j	99.72%	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу от нефтеперекачивающего оборудования:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимально разовый выброс ЗВ, г/с	Валовый выброс ЗВ, т/год
0333	Сероводород	0.0001556	0.0049056
2754	Углеводороды предельные С12-С19	0.0554000	1.7470944

№ ИЗА	***7021***	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	***Перекачка дизельного топлива***
№ ИВ	***002***	***Наименование источника выделения***	***Неплотности ЗРА и фланцевых соединений***

Выделение вредных веществ через неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений определены в соответствии с "**Методикой расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования"**. **РД 39.142-00**, Минэнергетики РФ ОАО "НИПИГАЗПЕРЕРАБОТКА", 2000 г.

Максимально разовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{M_i = Y_{нуij}/1000 = g_{нуi}*n_i*x_{нуi}*c_i/1000}$, г/с

Валовый выброс рассчитывается по формуле: $\mathbf{П_i = (T*Y_{нуij})/10^6*3600}$, т/год

Исходные параметры:

Тип неподвижного и подвижного соединения	Вид технологического потока	Кол-во единиц работающего оборудования, n_i, шт.	Величина утечки потока через одно уплотнение i-ого типа, $g_{нуi}$, мг/с	Доля уплотнений i-ого типа потерявших герметичность, $x_{нуi}$
Запорно-регулирующая арматура	тяжелые углеводороды	20	1.83	0.07
Фланцевое соединение	тяжелые углеводороды	40	0.08	0.02

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу от неплотностей ЗРА и фланцевых соединений:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимально разовый выброс ЗВ, г/с	Валовый выброс ЗВ, т/год
0333	Сероводород	0.0000074	0.0002334
2754	Углеводороды предельные С12-С19	0.0026186	0.0825802

Всего по источнику:		**г/с**	**т/год**
0333	**Сероводород**	**0.0001630**	**0.0051390**
2754	**Углеводороды предельные С12-С19**	**0.0580186**	**1.8296746**

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

МАТЕРИАЛЫ К РАЗДЕЛУ «ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВОДНЫЕ РЕСУРСЫ»

СОДЕРЖАНИЕ

Приложение 5.1 Справка РГП «Казгидромет» ..... Стр. 5

Приложение 5.2 Расчет среднесуточных и среднегодовых данных по осадкам ..... Стр. 11

1. РАСЧЕТ ОБРАЗОВАНИЯ ДОЖДЕВЫХ СТОКОВ НА МЛСП

Расчет расходов дождевых стоков за период эксплуатации выполняется на основании п. 5.2.2 СН РК 4.01-03-2011 «Водоотведение. Наружные сети и сооружения» (*с изменениями по состоянию на 05.03.2016 г.*) по следующей формуле:

$$W_Д = 10 \times h_Д \times \Psi_Д \times F, м^3$$

где F - площадь стока, га;

$$F= 100 м*80 м = 8000 м^2 = 0,8 га$$

$\Psi_Д$ - общий коэффициент стока дождевых вод, (0,9).

Количество осадков принимается по данным м/с Кызан в количестве:

Н макс=176,5 мм согласно справке РГП «Казгидромет» (Приложение 5.1).

Расчет на год максимального объема осадков:

$$W= 10*176,5*0,9*0,8 = 1271 м^3$$

2. РАСЧЕТ ОБРАЗОВАНИЯ ДОЖДЕВЫХ СТОКОВ НА БТК/НТН

Расчет расходов дождевых стоков за период эксплуатации выполняется на основании п. 5.2.2 СН РК 4.01-03-2011 «Водоотведение. Наружные сети и сооружения» (*с изменениями по состоянию на 05.03.2016 г.*) по следующей формуле:

$$W_Д = 10 \times h_Д \times \Psi_Д \times F, м^3$$

где F - площадь стока, га;

F= 7,2 га

$\Psi_Д$ - общий коэффициент стока дождевых вод, (0,8).

Количество осадков принимается по данным м/с Кызан в количестве:

Н макс=176,5 мм согласно справке РГП «Казгидромет» (Приложение 5.1).

Расчет на год максимального объема осадков:

$$W= 10*176,5*0,8*7,2 = 10166 м^3$$

ПРИЛОЖЕНИЕ 5.1

СПРАВКА РГП «КАЗГИДРОМЕТ»

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭНЕРГЕТИКА МИНИСТРЛІГІ «ҚАЗГИДРОМЕТ» ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРНЫНЫҢ МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ФИЛИАЛЫ

ФИЛИАЛ РЕСПУБЛИКАНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ НА ПРАВЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО ВЕДЕНИЯ «КАЗГИДРОМЕТ» МИНИСТЕРСТВА ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН ПО МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ

130001, Қазақстан Республикасы
Маңғыстау облысы, Ақтау қаласы
Қазпошта №1, а/ж №8
Тел: 8 /7292/ 505343
e-mail: meteo_nur@mail.ru

130001, Республика Казахстан,
Мангистауская область, город Актау
Казпочта №1, а/я №8
тел: 8 /7292/ 505343
e-mail: meteo_nur@mail.ru

30-01-13 № 1079
17.10.2018 г.

Зам.директора
ТОО «SED»
Жильникову А.В.

Согласно Вашего запроса №218-10-2018 от 11.10.2018 г., Филиал РГП «Казгидромет» по Мангистауской области предоставляет гидрометеорологическую информацию за период с 2008 года по 2017 год по данным МС Кызан.

Приложение – 4 лист.

Директор **А. Б. Тулеугалиева**

Исп: А.Дуйсенбай
Тел: 50-53-43

Приложение 1 к письму №30-01-13/1079 от 17.10.2018г

2008 год

Месяц	Количество осадков за месяц, мм
Январь	5,6
Февраль	5,6
Март	18,1
Апрель	14,8
Май	24,9
Июнь	19,1
Июль	9,0
Август	-----
Сентябрь	10,8
Октябрь	16,1
Ноябрь	1,3
Декабрь	18,1
За год	**143,4**

2009 год

Месяц	Количество осадков за месяц, мм
Январь	7,3
Февраль	2,4
Март	32,5
Апрель	3,4
Май	36,1
Июнь	------
Июль	13,0
Август	46,9
Сентябрь	13,2
Октябрь	0,3
Ноябрь	5,4
Декабрь	5,7
За год	**166,2**

2010 год

Месяц	Количество осадков за месяц, мм
Январь	22,2
Февраль	3,8
Март	7,5
Апрель	33,9
Май	76,0
Июнь	0,0
Июль	8,8
Август	5,9
Сентябрь	1,0
Октябрь	14,8
Ноябрь	2,3
Декабрь	0,3
За год	**176,5**

Инженер – метеоролог **Дүйсенбай А.Б.**

Приложение 2 к письму №30-01-13/1079 от 17.10.2018г

2011 год

Месяц	Количество осадков за месяц, мм
Январь	6,5
Февраль	14,1
Март	11,3
Апрель	26,3
Май	27,2
Июнь	21,6
Июль	2,1
Август	2,1
Сентябрь	0,6
Октябрь	13,0
Ноябрь	24,6
Декабрь	4,9
За год	**154,3**

2012 год

Месяц	Количество осадков за месяц, мм
Январь	13,1
Февраль	7,6
Март	16,0
Апрель	0,0
Май	4,3
Июнь	11,4
Июль	29,8
Август	6,3
Сентябрь	1,7
Октябрь	2,6
Ноябрь	4,5
Декабрь	14,0
За год	**111,3**

2013 год

Месяц	Количество осадков за месяц, мм
Январь	14,3
Февраль	3,7
Март	3,5
Апрель	6,6
Май	0,4
Июнь	13,8
Июль	13,8
Август	50,0
Сентябрь	14,1
Октябрь	8,5
Ноябрь	21,4
Декабрь	14,5
За год	**164,6**

Инженер – метеоролог **Дүйсенбай А.Б.**

Приложение 3 к письму №30-01-13/1079 от 17.10.2018г

2014 год

Месяц	Количество осадков за месяц, мм
Январь	11,3
Февраль	3,3
Март	6,2
Апрель	0,0
Май	0,8
Июнь	4,8
Июль	0,4
Август	--------
Сентябрь	12,4
Октябрь	3,4
Ноябрь	22,2
Декабрь	13,9
За год	**78,7**

2015 год

Месяц	Количество осадков за месяц, мм
Январь	14,3
Февраль	1,8
Март	12,9
Апрель	38,6
Май	28,0
Июнь	13,2
Июль	10,6
Август	0,8
Сентябрь	4,4
Октябрь	17,0
Ноябрь	28,5
Декабрь	29,1
За год	**199,2**

2016 год

Месяц	Количество осадков за месяц, мм
Январь	18,2
Февраль	8,1
Март	50,1
Апрель	39,2
Май	14,6
Июнь	39,6
Июль	13,4
Август	-----
Сентябрь	18,5
Октябрь	7,2
Ноябрь	10,5
Декабрь	27,6
За год	**247,0**

Инженер – метеоролог **Дуйсенбай А.Б.**

Приложение 4 к письму №30-01-13/1079 от 17.10.2018

2017 год

Месяц	Количество осадков за месяц, мм
Январь	10,2
Февраль	6,2
Март	36,6
Апрель	3,8
Май	4,7
Июнь	10,4
Июль	1,0
Август	0,0
Сентябрь	7,9
Октябрь	20,6
Ноябрь	25,3
Декабрь	4,7
За год	**131,4**

Инженер – метеоролог **Дуйсенбай А.Б.**

ПРИЛОЖЕНИЕ 5.2

РАСЧЕТ СРЕДНЕСУТОЧНЫХ И СРЕДНЕГОДОВЫХ ДАННЫХ ПО ОСАДКАМ

Расчет среднесуточных и среднегодовых данных по осадкам

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
2008	5.6	5.6	18.1	14.8	24.9	19.1	9	0	10.8	16.1	1.3	18.1
2009	7.3	2.4	32.5	3.4	36.1	0	13	46.9	13.2	0.3	5.4	5.7
2010	22.2	3.8	7.5	33.9	76	0	8.8	5.9	1	14.8	2.3	0.3
2011	6.5	14.1	11.3	26.3	27.2	21.6	2.1	2.1	0.6	13	24.6	4.9
2012	13.1	7.6	16	0	4.3	11.4	29.8	6.3	1.7	2.6	4.5	14
2013	14.3	3.7	3.5	6.6	0.4	13.8	13.8	50	14.1	8.5	21.4	14.5
2014	11.3	3.3	6.2	0	0.8	4.8	0.4	0	12.4	3.4	22.2	13.9
2015	14.3	1.8	12.9	38.6	28	13.2	10.6	0.8	4.4	17	28.5	29.1
2016	18.2	8.1	50.1	39.2	14.6	39.6	13.4	0	18.5	7.2	10.5	27.6
2017	10.2	6.2	36.6	3.8	4.7	10.4	1	0	7.9	20.6	25.3	4.7
Средняя	**12.3**	**5.66**	**19.47**	**16.66**	**21.7**	**13.39**	**10.19**	**11.2**	**8.46**	**10.35**	**14.6**	**13.28**

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

МАТЕРИАЛЫ К РАЗДЕЛУ «ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ОБРАЩЕНИИ С ОТХОДАМИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ»

РАСЧЕТ КОЛИЧЕСТВА ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ

Объём образования промышленных отходов принят на основании ранее проведенных работ и опыта работы предприятий-аналогов в области нефтедобычи.

Ниже приведены расчеты количества отходов производства и потребления, образуемых за весь период намечаемых работ.

Отходы бурения

Расчет количества образования отходов бурения произведен в соответствии с «Методикой расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин», утвержденной приказом МООС РК от 3 мая 2012 г. № 129-П.

Объем бурового шлама ($V_ш$) определяется как:

$$V_ш = V_п * 1,2, м^3,$$

где 1,2 – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы;

$V_п$ – объем выбуренной породы из скважины, который определяется:

$$V_п = K_1 * \pi * R^2 * L, м^3,$$

где K_1 – коэффициент кавернозности;

R – радиус скважины, м;

L – глубина скважины, м.

Масса бурового шлама рассчитывается по формуле:

$$M_ш = V_ш \times \rho,$$

где ρ – объемный вес бурового шлама, т/м³.

Объем отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$V_{обр} = 1,2V_n \times K_1 + 0,5\ V_ц,$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе (в соответствии с Методикой, $K_1 = 1,052$);

$V_ц$ – объем циркуляционной системы буровой установки, м³.

При повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25.

Масса отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$M_{ОБР} = V_{ОБР} \times \rho,$$

где ρ – удельный вес бурового раствора, т/м³.

Расчет количества отходов бурения произведен с учетом глубины каждого пробуриваемого интервала скважины, применяемого бурового раствора, плотности пробуриваемых пород и других факторов. При бурении будет использоваться буровой раствор на водной и нефтяной основе.

Расчеты прогнозного количества отходов бурения, приведены в таблицах П.6.1 – П.6.4. Расчёт прогнозного количества отходов на Морском и Наземном комплексах приведен в таблицах П.6.5 – П.6.6.

Таблица П.6.1 Расчёт прогнозного количества отходов бурения, образующихся при бурении добывающей скважины

№	Наименование	Конструкция скважины				
		направ.	кондукт.	техническая колонна	эксплуат. колонна	эксплуат. хвостовик
1	Диаметр долото (ствола скважины), мм	660,4	660,4	469,9	342,9	215,9
2	Диаметр колонны, мм	762,0	508,0	406,4	273,0	139,7
3	Глубина спуска колонн, м	120	650	1650	2265	4755
4	Длина интервала ствола скважины, м	120	530	1000	615	2490
5	Площадь сечения, м^2	0,342	0,342	0,173	0,092	0,037
6	Коэффициент кавернозности	1,5	1,3	1,3	1,3	1,3
7	Объем интервала скважины, м^3	61,625	235,886	225,333	73,794	118,445
8	Объем шлама по интервалам с учетом коэффициента разуплотнения (К = 1,2), м^3	73,950	283,064	270,399	88,553	142,134
9	Масса шлама, т, (плотность шлама на водной и нефтяной основе 2,4 т/м^3)	177,47974	679,3530	648,95770	212,52772	341,12231
10	Суммарная масса БШ тонн	177,47974	1881,96073			
11	Объем циркуляционной системы буровой установки, м^3	300				
12	Объем отработанного бурового раствора, м^3	227,795	297,783	284,460	93,15798	299,525
13	Масса отработанного бурового раствора, тонны (плотность БР варьируется от 1,05 до 1,35 т/м^3 в зависимости от типа БР)	239,185	318,628	355,575	116,44748	404,359
14	Суммарная масса ОБР тонн	239,18505	1195,00922			
15	Объем буровых сточных вод, м^3	455,591	595,566	568,920	186,31597	599,051
16	Объем осадка после сгущения БСВ (м^3)	136,677	178,670	170,676	55,89479	179,715
17	Масса осадка после сгущения БСВ (т)	194,082	253,711	242,360	79,37060	255,196
18	Масса ОБР с учетом осадка после сгущения БСВ и отходов при испытании скважин, т	433,2666	572,3390	597,9345	195,81808	659,5547
19	Всего отходов бурения от одной скважины, т	610,7464	1251,6920	1246,8922	408,34580	1000,6770

Таблица П.6.2 Расчёт прогнозного количества отходов бурения, образующихся при бурении водо-газонагнетательной скважины

№	Наименование	Конструкция скважины				
		направ.	кондукт.	техническая колонна	эксплуат. колонна	эксплуат. хвостовик
1	Диаметр долото (ствола скважины), мм	660,4	660,4	444,5	311,1	215,9
2	Диаметр колонны, мм	762,0	508,0	339,7	244,5	139,7
3	Глубина спуска колонн, м	120	650	2200	3250	3890
4	Длина интервала ствола скважины, м	120	530	1550	1050	640
5	Площадь сечения, м^2	0,342	0,342	0,155	0,076	0,037
6	Коэффициент кавернозности	1,5	1,3	1,3	1,3	1,3
7	Объем интервала скважины, м^3	61,625	235,886	312,527	103,706	30,444
8	Объем шлама по интервалам с учетом коэффициента разуплотнения (К = 1,2), м^3	73,950	283,064	375,033	124,447	36,533
9	Масса шлама, т, (плотность шлама на водной и нефтяной основе 2,4 т/м^3)	177,47974	679,3530	900,07920	298,67221	87,67802
10	Суммарная масса БШ тонн	177,47974	1965,78243			

№	Наименование	Конструкция скважины				
		направ.	кондукт.	техническая колонна	эксплуат. колонна	эксплуат. хвостовик
11	Объем циркуляционной системы буровой установки, м^3	300				
12	Объем отработанного бурового раствора, м^3	227,795	297,783	394,535	130,91799	188,432
13	Масса отработанного бурового раствора, тонны (плотность БР варьируется от 1,05 до 1,35 т/м^3 в зависимости от типа БР)	239,185	318,628	493,168	163,64748	254,383
14	Суммарная масса ОБР тонн	557,81293	1229,82723			
15	Объем буровых сточных вод, м^3	455,591	595,566	789,069	261,83597	376,864
16	Объем осадка после сгущения БСВ (м^3)	136,677	178,670	236,721	78,55079	113,059
17	Масса осадка после сгущения БСВ (т)	194,082	253,711	336,144	111,54212	160,544
18	Масса ОБР с учетом осадка после сгущения БСВ и отходов при испытании скважин, т	433,2666	572,3390	829,3120	275,18961	414,9277
19	Всего отходов бурения от одной скважины, т	610,7464	1251,6920	1729,3912	573,86182	502,6057

Таблица П.6.3 Темп и порядок ввода проектных скважин по вариантам разработки

Годы	Количество скважин, ед.								
	Вариант 1			Вариант 2			Вариант 3		
	доб.	в/наг.	г/наг.	доб.	в/наг.	г/наг.	доб.	в/наг.	г/наг.
2031	5	-	1	3	2	1	-	-	-
2032	2	-	-	-	-	-	3	2	-
2033	-	-	-	2	-	-	1	-	-
Всего	**7**	**0**	**1**	**5**	**2**	**1**	**4**	**2**	**0**

Таблица П.6.4 Расчёт прогнозного количества отходов бурения

Годы	Буровой шлам на водной основе	Буровой шлам на нефтяной основе	Отработанный буровой раствор на водной основе	Отработанный буровой раствор на нефтяной основе
Вариант 1				
2031	1064,8784	11375,5861	2599,5998	12219,9997
2032	354,9595	3763,9215	866,5333	4051,2926
2033	-	-	-	-
Вариант 2				
2031	1064,8784	11543,2295	2599,5998	12352,2438
2032	-	-	-	-
2033	354,9595	3763,9215	866,5333	4051,2926
Вариант 3				
2031	-	-	-	-
2032	887,3987	9577,4470	2166,3332	10260,4755
2033	177,4797	1881,9607	433,2666	2025,6463

Таблица П.6.5 Расчёт прогнозного количества отходов на Морском комплексе

№ п.п.	Наименование отходов	Лимит накопления, тонн/год		
		1 вариант	2 вариант	3 вариант
	Всего	**39273,2351**	**39603,1114**	**34467,9845**
	в том числе отходов производства	***39248,4031***	***39578,2794***	***34443,1525***
	отходов потребления	***24,8320***	***24,8320***	***24,8320***
Морской комплекс				
Опасные отходы				
1	Отработанные аккумуляторы	0,2376	0,2376	0,2376

№ п.п.	Наименование отходов	Лимит накопления, тонн/год		
		1 вариант	**2 вариант**	**3 вариант**
2	Нефтесодержащие отходы	1237,0026	1237,0026	1237,0026
3	Промасленные отходы	0,9414	0,9414	0,9414
4	Остатки химреагентов (жидкие)	258,3887	258,3887	258,3887
5	Остатки химреагентов (твердые)	103,3497	103,3497	103,3497
6	Отработанные технические масла	292,6465	292,6465	292,6465
7	Ртутьсодержащие отходы	2,3183	2,3183	2,3183
8	Нефтешлам	387,6646	387,6646	387,6646
9	Отработанные источники питания	7,5433	7,5433	7,5433
10	Непригодные сигнальные средства	3,0000	3,0000	3,0000
11	Буровой шлам на водной основе	1171,3663	1171,3663	976,1386
12	Буровой шлам на нефтяной основе	12513,1447	12697,5524	10535,1917
13	Отработанный буровой раствор на водной основе	2859,5598	2859,5598	2382,9665
14	Отработанный буровой раствор на нефтяной основе	13441,9997	13587,4682	11286,5230
15	Минеральный осадок	550,0000	550,0000	550,0000
16	Отработанные газовые баллоны	6,5478	6,5478	6,5478
	Итого опасных отходов:	**32835,7109**	**33165,5872**	**28030,4604**
Не опасные отходы				
17	Металлолом	304,7768	304,7768	304,7768
18	Пищевые отходы	14,0927	14,0927	14,0927
19	Отходы РТИ	20,7308	20,7308	20,7308
20	Коммунальные отходы	10,7250	10,7250	10,7250
21	Отходы бумаги и картона	176,7327	176,7327	176,7327
22	Отходы пластика	120,4714	120,4714	120,4714
23	Отходы бетона	0,0000	0,0000	0,0000
	Итого не опасных отходов:	**647,5294**	**647,5294**	**647,5294**
Зеркальные (опасные)				
24	Медицинские отходы	0,0143	0,0143	0,0143
25	Остатки лакокрасочных материалов	14,5215	14,5215	14,5215
	Итого зеркальных (опасных) отходов:	**14,5358**	**14,5358**	**14,5358**
Зеркальные (не опасные)				
26	Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха	17,6969	17,6969	17,6969
27	Изношенные средства защиты и спецодежда	0,9081	0,9081	0,9081
28	Отходы абразива	85,2399	85,2399	85,2399
29	Портативное оборудование и оргтехника	11,8643	11,8643	11,8643
30	Древесные отходы	173,3408	173,3408	173,3408
31	Строительные отходы	5486,4091	5486,4091	5486,4091
	Итого зеркальных (не опасных) отходов:	**5775,4590**	**5775,4590**	**5775,4590**
	Итого зеркальных отходов:	**5789,9948**	**5789,9948**	**5789,9948**

Таблица П.6.6 Расчёт прогнозного количества отходов на Наземном комплексе

№ п.п.	Наименование отходов	Лимит накопления, тонн/год		
		1 вариант	**2 вариант**	**3 вариант**
	Всего	**13917,8924**	**13917,8924**	**18116,8924**
	в том числе отходов производства	***13898,7909***	***13898,7909***	***18097,7909***
	отходов потребления	***19,1015***	***19,1015***	***19,1015***
Наземный комплекс				
Опасные отходы				
1	Отработанные аккумуляторы	0,0396	0,0396	0,0396
2	Нефтесодержащие отходы	1237,0026	1237,0026	1237,0026
3	Промасленные отходы	0,0799	0,0799	0,0799
4	Остатки химреагентов (жидкие)	258,3887	258,3887	258,3887
5	Остатки химреагентов (твердые)	68,8998	68,8998	68,8998
6	Отработанные технические масла	154,3435	154,3435	154,3435
7	Ртутьсодержащие отходы	2,3183	2,3183	2,3183
8	Нефтешлам	387,6646	387,6646	387,6646
9	Отработанные источники питания	7,5433	7,5433	7,5433

№ п.п.	Наименование отходов	Лимит накопления, тонн/год		
		1 вариант	**2 вариант**	**3 вариант**
10	Непригодные сигнальные средства	3,0000	3,0000	3,0000
11	Отработанные газовые баллоны	6,5478	6,5478	6,5478
	Итого опасных отходов:	**2125,8281**	**2125,8281**	**2125,8281**
Не опасные отходы				
12	Металлолом	304,7768	304,7768	304,7768
13	Пищевые отходы	10,8405	10,8405	10,8405
14	Отходы РТИ	20,7308	20,7308	20,7308
15	Коммунальные отходы	8,2500	8,2500	8,2500
16	Отходы бумаги и картона	176,7327	176,7327	176,7327
17	Отходы пластика	120,4714	120,4714	120,4714
18	Отходы бетона	252,7938	252,7938	252,7938
19	Отработанные фильтры установки водоочистки и водоподготовки	76,6864	76,6864	76,6864
	Итого не опасных отходов:	**971,2824**	**971,2824**	**971,2824**
Зеркальные (опасные)				
20	Медицинские отходы	0,0110	0,0110	0,0110
21	Остатки лакокрасочных материалов	14,5215	14,5215	14,5215
22	Осадок хоз-бытовых сточных вод	5031,0000	5031,0000	9230,0000
	Итого зеркальных (опасных) отходов:	**5045,5325**	**5045,5325**	**9244,5325**
Зеркальные (не опасные)				
23	Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха	17,6969	17,6969	17,6969
24	Изношенные средства защиты и спецодежда	0,6985	0,6985	0,6985
25	Отходы абразива	85,2399	85,2399	85,2399
26	Портативное оборудование и оргтехника	11,8643	11,8643	11,8643
27	Древесные отходы	173,3408	173,3408	173,3408
28	Строительные отходы	5486,4091	5486,4091	5486,4091
	Итого зеркальных (не опасных) отходов:	**5775,2494**	**5775,2494**	**5775,2494**
	Итого зеркальных отходов:	**10820,7819**	**10820,7819**	**15019,7819**