



Утверждаю:

Начальник отдела
экологического проектирования
«Норт Каспиан Оперейтинг
Компани Н.В.».

Кошкарбаева А.


«___» «_____» 2022 г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ К ПРОЕКТУ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКТОТЫ

Разработчик:

ТОО «SED»

Директор



Носков В.В.


«___» «_____» 2022 г.



The stamp is circular with a blue border. Inside the border, there is text in Kazakh and Russian. The Kazakh text reads 'Қазіңстан Республикасының Экономикалық Ұсыныс және Әлеуметтік Аймақтар Министрлігінің Қаржылық және Банкілік істері мен сауда бөлімі'. The Russian text reads 'ТОО «СЭД»'. In the center of the stamp, there is a logo with the words 'Sustainable Ecology' and 'Development'.

Алматы, 2022

	ЗАКАЗЧИК: Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.	КОНТРАКТ: №UI176632		
	ПРОЕКТ: ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ К ПРОЕКТУ ПРИБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКТОТЫ			
	ИСПОЛНИТЕЛЬ: ТОО «SED»			
<p>ОТЧЕТ</p> <p>О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ</p> <p>К ПРОЕКТУ ПРИБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ</p> <p>МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКТОТЫ</p> <p>РЕЗЮМЕ</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 10px; margin: 10px auto; width: 80%;"> <p>Оценка возможных воздействий на окружающую среду выполнена к проекту пробной эксплуатации газоконденсатного месторождения Актоты.</p> <p>Выпускается для согласования и утверждения с заинтересованными организациями РК.</p> </div>				
ТОО «SED» Республика Казахстан, 050043, г. Алматы, ул. Аскарова, 3 Тел. 8 (727) 247-23-23, 247-26-36, факс: 338-23-74 E-mail: sed@sed.kz WEB Сайт: http://www.sed.kz	Цель выпуска: Для представления на согласование	ДАТА: 08/2022	Стадия: Заключи- тельная	Менеджер проекта: Байзаков К.
	Цель выпуска: Для рассмотрения и выдачи замечаний Заказчиком	ДАТА: 07/2022	Стадия: Предвари- тельная	

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Менеджер проекта	К. Байзаков
Директор департамента экологического проектирования и разработки ОВОС	Е. Петухова
Старший менеджер департамента экологического проектирования и разработки ОВОС	А. Авдеев
Старший менеджер департамента экологического проектирования и разработки ОВОС	Е. Ботвина
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	И. Абдиров
Старший менеджер департамента экологического нормирования отходов и сбросов загрязняющих веществ	С. Сабиркызы
Директор департамента графического оформления и выпуска проектов	С. Чижегова
Менеджер ГИС	Р. Садвокасов
Менеджер по отчетам департамента графического оформления и выпуска проектов	В. Стахова
Переводчик	О. Зубанов

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	16
1. ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ	
НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	18
1.1. Административное и географическое положение	18
1.2. Климатические условия	20
1.3. Характеристика вод Каспийского моря	22
1.4. Описание затрагиваемой территории	29
1.4.1. Численность населения и демографическая обстановка	29
1.4.2. Социальная сфера	30
1.4.3. Производственно-экономическая деятельность	32
1.4.4. Существующие особо охраняемые природные территории (ООПТ)	34
2. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ	
НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	39
2.1. Рассмотренные варианты пробной эксплуатации месторождения	39
2.2. Технологические показатели пробной эксплуатации	41
2.3. Техника и технология добычи газа и конденсата	44
2.4. Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий	49
3. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	50
3.1. Характеристика современного состояния окружающей среды	50
3.1.1. Геологическая среда	51
3.1.2. Качество атмосферного воздуха в регионе	51
3.1.2.1. Акватория месторождения Актоты	51
3.1.2.2. Маршрут проектируемых трубопровода/путей сообщения с сушей	51
3.1.3. Водная среда	52
3.1.3.1. Акватория месторождения Актоты	52
3.1.3.2. Маршрут проектируемых трубопровода/путей сообщения с сушей	56
3.1.4. Донные отложения	57
3.1.4.1. Акватория месторождения Актоты	58
3.1.4.2. Маршрут проектируемых трубопровода/путей сообщения с сушей	63
3.1.5. Водная растительность	66
3.1.5.1. Акватория месторождения Актоты	66
3.1.5.2. Маршрут проектируемых трубопровода/путей сообщения с сушей	67
3.1.6. Фитопланктон	67
3.1.6.1. Акватория месторождения Актоты	67
3.1.6.2. Маршрут проектируемых трубопровода/путей сообщения с сушей	72
3.1.7. Зоопланктон	76
3.1.7.1. Акватория месторождения Актоты	76
3.1.7.2. Маршрут проектируемых трубопровода/путей сообщения с сушей	83
3.1.8. Макрозообентос	87
3.1.8.1. Акватория месторождения Актоты	87
3.1.8.2. Маршрут проектируемых трубопровода/путей сообщения с сушей	92
3.1.9. Ихтиофауна	96
3.1.9.1. Акватория месторождения Актоты	96
3.1.9.2. Маршрут проектируемых трубопровода/путей сообщения с сушей	99

3.1.10. Орнитофауна	100
3.1.10.1. Акватория месторождения Актоты	100
3.1.10.2. Маршрут проектируемых трубопровода/путей сообщения с сушей	101
3.1.11. Каспийский тюлень	101
3.2. Современное состояние окружающей среды прибрежной части суши	102
3.2.1. Качество атмосферного воздуха	102
3.2.2. Геолого-гидрогеологические условия.....	102
3.2.2.1. Геоморфология	102
3.2.2.2. Гидрогеологические условия	102
3.2.2.3. Гидрофизические и гидрохимические показатели.....	103
3.2.3. Почвенно-растительный покров прибрежной части суши	104
3.2.3.1. Почвенный покров	104
3.2.3.2. Растительный покров	106
3.2.4. Животный мир прибрежной части суши.....	107
4. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА КОМПОНЕНТЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	110
4.1. Методика оценки воздействия на компоненты окружающей среды и оценка существенности воздействий	110
4.2. Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух	112
4.2.1. Критерии для определения загрязнения атмосферного воздуха	112
4.2.2. Обоснование предельных количественных и качественных показателей выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	113
4.2.2.1. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.....	115
4.2.2.1.1. Вариант 1	115
4.2.2.1.2. Вариант 2	117
4.2.2.2. Характеристика аварийных и залповых выбросов	126
4.2.3. Расчет и анализ величин уровня ожидаемого загрязнения атмосферного воздуха	127
4.2.3.1. Вариант 1 (концепция 10.0).....	128
4.2.3.2. Вариант 2 (концепция 2.0).....	135
4.2.4. Сведения о зоне воздействия и СЗЗ.....	144
4.2.4.1. Морские объекты	144
4.2.4.2. Наземные объекты	144
4.2.5. Предложения по организации контроля за состоянием атмосферного воздуха	144
4.2.6. Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ).....	147
4.2.7. Оценка возможного воздействия выбросов на атмосферный воздух	148
4.3. Оценка возможного воздействия на водную среду	149
4.3.1. Водохозяйственная деятельность.....	149
4.3.1.1. Морские объекты	149
4.3.1.2. Наземные объекты	149
4.3.1.3. Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения.....	154
4.3.1.4. Обоснование предельных сбросов ЗВ на пруды- испарители.....	154
4.3.1.5. Оценка степени соответствия применяемых методов очистки сточных вод передовому научно- техническому уровню в стране и за рубежом.....	156
4.3.1.6. Мероприятия, предотвращающие воздействие сточных вод на окружающую среду.....	156
4.3.2. Оценка возможного воздействия на воду моря.....	157
4.3.3. Оценка возможного воздействия поверхностные воды суши	158

4.3.4.	Оценка воздействия на подземные воды	159
4.4.	Оценка возможного воздействия на геологическую среду.....	160
4.4.1.	Геологическая среда	160
4.4.1.1.	<i>Факторы и источники воздействия.....</i>	<i>160</i>
4.4.1.2.	<i>Оценка воздействия на геологическую среду.....</i>	<i>161</i>
4.4.2.	Донные отложения.....	162
4.4.2.1.	<i>Факторы и источники воздействие на донные отложения</i>	<i>162</i>
4.4.2.2.	<i>Оценка воздействия на донные отложения.....</i>	<i>162</i>
4.5.	Оценка возможного воздействия физических факторов	163
4.5.1.	Характеристика физических факторов воздействия	163
4.5.2.	Оценка воздействия физических факторов.....	167
4.6.	Оценка возможного воздействия на биологическую среду моря.....	172
4.6.1.	Оценка воздействия на водную растительность.....	172
4.6.2.	Оценка воздействия на планктонные организмы.....	173
4.6.3.	Оценка воздействия на макрозообентос	175
4.6.4.	Оценка воздействия на ихтиофауну	176
4.6.5.	Оценка воздействия на орнитофауну	176
4.6.6.	Оценка воздействия на тюленей	178
4.7.	Оценка возможного воздействия на почвенный и растительный покров	179
4.8.	Оценка возможного воздействия на животный мир суши	181
4.9.	Оценка возможного воздействия на окружающую среду при обращении с отходами производства и потребления.....	183
4.9.1.	Сведения о классификации отходов.....	183
4.9.2.	Ориентировочный объемов образования отходов.....	194
4.9.3.	Программа управления отходами	195
4.10.	Комплексная оценка возможного воздействия	197
5.	ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ НАСЕЛЕНИЯ	200
5.1.	Методика оценки возможного воздействия реализации проекта на социально-экономические условия	200
5.2.	Оценка возможных воздействий на социальную среду.....	202
5.2.1.	Оценка возможных воздействий на экономическую среду	205
6.	ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ.....	209
6.1.	Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов	209
6.1.1.	Вероятность аварийных ситуаций на море	209
6.1.2.	Вероятность аварийных ситуаций на наземных объектах	211
6.1.3.	Индивидуальный риск для персонала и другие риски.....	212
6.2.	Вероятность стихийных бедствий.....	213
6.3.	Все возможные неблагоприятные последствия аварий и их масштабы	213
6.3.1.	Последствия аварий на море	213
6.3.1.1.	<i>Выбросы нефтегазовой смеси/газа</i>	<i>214</i>
6.3.1.2.	<i>Разливы нефти</i>	<i>215</i>
6.3.2.	Последствия аварий на наземной технологической установке	217
6.4.	Меры по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций.....	220
6.4.1.	Существующие меры безопасности на объектах НКОК Н.В.	220
6.4.2.	Объектовый план ликвидации аварийных разливов нефти (Объектовый план ЛАРН) и план ликвидации аварий (ПЛА)	222
6.4.3.	Информирование о разливах нефти (ГСМ) и ходе операции по реагированию.....	224

7. МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ И СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ.....	227
7.1. Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу	227
7.2. Мероприятия по уменьшению воздействия на поверхностные и подземные воды	227
7.3. Мероприятия по уменьшению воздействия на почвы и растительный покров.....	229
7.4. Мероприятия по уменьшению воздействия отходов производства и потребления	229
8. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ БИОРАЗНООБРАЗИЯ.....	230
8.1. Природоохранные меры.....	230
9. РЕКОМЕНДУЕМАЯ ПРОГРАММА МОНИТОРИНГА ВОЗДЕЙСТВИЯ.....	231
9.1. Морские исследования	231
9.1.1. Атмосферный воздух.....	232
9.1.2. Поверхностные морские воды	233
9.1.3. Донные отложения.....	235
9.1.4. Морская биота (фитопланктон, зоопланктон, бентос, водная растительность, ихтиофауна)	236
9.1.5. Орнитофауна и тюлени	239
9.2. Сухопутные исследования.....	240
9.2.1. Атмосферный воздух.....	242
9.2.2. Растительный покров	243
9.2.3. Почвы.....	243
9.2.4. Животный мир.....	244
10. ПОСЛЕПРОЕКТНЫЙ АНАЛИЗ.....	246
КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ	247
СПИСОК ИСТОЧНИКОВ И ЛИТЕРАТУРЫ.....	280

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 Кульсары и Пешной
Приложение 3	Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду
Приложение 4	Материалы к разделу «Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух»

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1-1	Координаты блока Актоты	18
Таблица 1.2-1	Среднемесячная и среднегодовая температура воздуха в районе намечаемой деятельности, °С	21
Таблица 1.2-2	Среднее месячное и среднегодовое количество осадков в районе намечаемой деятельности, мм	21
Таблица 1.2-3	Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха в районе намечаемой деятельности, мм.....	21
Таблица 1.2-4	Среднегодовая повторяемость направлений ветра и штилей в районе проведения работ, %	22
Таблица 1.2-5	Средняя скорость ветра по направлениям, м/с	22
Таблица 1.2-6	Среднее число дней с атмосферными явлениями за год.....	22
Таблица 1.3-1	Динамика фоновых уровней Каспийского моря.....	24

Таблица 1.3-2	Прогнозные значения среднего уровня Каспийского моря на период с 2020 по 2065 год	25
Таблица 1.3-3	Экстремальные высоты нагона воды при СУКМ -28,5 м (по данным)	26
Таблица 1.4-1	Число зарегистрированных случаев наиболее распространенных заболеваний	31
Таблица 1.4-2	Количество учреждений образования и учащихся на 2020 г.....	32
Таблица 2.2-1	Ожидаемые технологические показатели газа и конденсата на период совместной эксплуатации.....	42
Таблица 2.2-2	Планируемая добыча продукции на месторождения Актоты в период совместной эксплуатации.....	42
Таблица 2.2-3	Ожидаемые технологические показатели газа и конденсата на период самостоятельной пробной эксплуатации	42
Таблица 2.2-4	Планируемая добыча продукции месторождения Актоты в период самостоятельной пробной эксплуатации	42
Таблица 2.2-5	Параметры пластового газа месторождения Актоты	43
Таблица 2.2-6	Физико-химические свойства стабильного конденсата месторождения Актоты	43
Таблица 2.3-1	Ориентировочные параметры трубопроводов, которые будут использоваться при пробной эксплуатации месторождения Актоты	45
Таблица 2.3-2	Ориентировочные параметры трубопроводов, которые будут использоваться при пробной эксплуатации месторождения Актоты	46
Таблица 3.1.2-1	Концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе (мг/м ³)	51
Таблица 3.1.2-2	Концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе (мг/м ³)	51
Таблица 3.1.3-1	Физико-химические параметры морской воды акватории месторождения Актоты, 2019-2022гг.	53
Таблица 3.1.3-2	Гидрохимические параметры морской воды акватории месторождения Актоты, 2019-2022 гг. мг/дм ³	54
Таблица 3.1.3-3	Концентрации химических элементов в воде акватории Актоты, 2019-2022гг., мг/дм ³	55
Таблица 3.1.3-4	Физико-химические параметры морской воды трассы трубопровода.....	56
Таблица 3.1.3-5	Гидрохимические параметры морской воды трассы трубопровода, мг/дм ³	56
Таблица 3.1.3-6	Концентрации химических элементов в воде трассы трубопровода, мг/дм ³	57
Таблица 3.1.4-1	Средний гранулометрический состав донных отложений на месторождении Актоты, 2019-2022гг.	58
Таблица 3.1.4-2	Значения окислительно-восстановительного потенциала донных отложений акватории Актоты, 2019-2022гг., мВ.....	60
Таблица 3.1.4-3	Концентрации химических элементов в донных отложениях акватории Актоты, 2019-2022гг., мг/кг.....	61
Таблица 3.1.4-4	Средний гранулометрический состав донных отложений на трассе трубопровода/путей сообщения с сушей	63
Таблица 3.1.4-5	Значения окислительно-восстановительного потенциала донных отложений акватории трассы трубопровода, мВ	64
Таблица 3.1.4-6	Концентрации химических элементов в донных отложениях трассы трубопровода, мг/кг	65
Таблица 3.1.6-1	Количество видов фитопланктона в акватории месторождения Актоты, 2019-2022 г.....	68
Таблица 3.1.6-2	Численность (млн кл./м ³) фитопланктона на месторождении Актоты, 2019-2022 г.....	69

Таблица 3.1.6-3	Биомасса (мг/м ³) фитопланктона на месторождении Актоты, 2019-2022 гг.	70
Таблица 3.1.6-4	Основные показатели состояния фитопланктонного сообщества акватории месторождения Актоты за период 2019-2022гг.	72
Таблица 3.1.6-5	Численность (млн кл./м ³) фитопланктона на трассе трубопровода, 2020 и 2022гг.	73
Таблица 3.1.6-6	Биомасса (мг/м ³) фитопланктона на трассе трубопровода, 2020 и 2022гг.	74
Таблица 3.1.6-7	Основные показатели состояния фитопланктонного сообщества акватории трассы трубопровода, 2020 и 2022гг.	75
Таблица 3.1.7-1	Средняя численность (экз/м ³) зоопланктона на месторождении Актоты, 2019-2022 гг.	79
Таблица 3.1.7-2	Средняя биомасса (мг/м ³) зоопланктона на месторождении Актоты, 2019-2022 гг.	81
Таблица 3.1.7-3	Основные показатели состояния зоопланктонного сообщества акватории месторождения Актоты за период 2019-2022гг.	82
Таблица 3.1.7-4	Средняя численность (экз/м ³) зоопланктона на трассе трубопровода.	84
Таблица 3.1.7-5	Средняя биомасса (мг/м ³) зоопланктона на трассе трубопровода.	85
Таблица 3.1.7-6	Основные показатели состояния зоопланктонного сообщества акватории трассы трубопровода.	86
Таблица 3.1.8-1	Средняя численность (экз/м ²) макрозообентоса на месторождении Актоты, 2019-2022гг.	89
Таблица 3.1.8-2	Средняя биомасса (мг/м ²) донной фауны на месторождении Актоты, 2019-2022гг.	91
Таблица 3.1.8-3	Основные показатели состояния макрозообентоса акватории месторождения Актоты за период 2019-2022гг.	92
Таблица 3.1.8-4	Средняя численность (экз/м ²) макрозообентоса на трассе трубопровода.	94
Таблица 3.1.8-5	Средняя биомасса (мг/м ²) донной фауны на трассе трубопровода.	95
Таблица 3.1.8-6	Основные показатели состояния макрозообентоса акватории трассы трубопровода.	96
Таблица 3.1.9-1	Видовой состав и встречаемость рыб акватории месторождения Актоты по бимтраловым уловам за период 2019-2021гг.	96
Таблица 3.1.9-2	Средняя и общая численность рыб акватории месторождения Актоты по бимтраловым уловам за период 2019-2021гг.	97
Таблица 3.1.9-3	Средняя и общая биомасса рыб акватории месторождения Актоты по бимтраловым уловам за период 2019-2021гг.	98
Таблица 3.1.9-4	Численность и биомасса ихтиопланктона акватории месторождения Актоты за период 2019-2021гг.	99
Таблица 3.1.9-5	Видовой состав и встречаемость рыб акватории трассы трубопровода по бимтраловым уловам за период 2019-2021гг.	99
Таблица 3.1.9-6	Средняя и общая численность рыб по трассе трубопровода по бимтраловым уловам, 2020г.	99
Таблица 3.1.9-7	Средняя и общая биомасса рыб по бимтраловым уловам на трассе трубопровода, 2020г.	100
Таблица 3.1.9-8	Численность и биомасса ихтиопланктона трассы трубопровода весной 2020г.	100
Таблица 3.1.10-1	Орнитофауна акватории месторождения Актоты, 2019-2022гг.	101
Таблица 3.1.10-2	Орнитофауна акватории трассы трубопровода, 2020 и 2022гг.	101
Таблица 3.1.11-1	Распределение тюленей в акватории месторождения Актоты, 2019-2022 гг.	101
Таблица 3.2.1-1	Среднемноголетние концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.	102

Таблица 3.2.3-1	Концентрации химических элементов в почвах береговой полосы, мг/кг	105
Таблица 4.1-1	Градации значимости воздействий.....	111
Таблица 4.1-2	Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий при проведении оценки воздействия на ОС	111
Таблица 4.2.2-1	Ориентировочные предельные объемы выбросов ЗВ от объектов месторождения Актоты.....	113
Таблица 4.2.2-2	Ориентировочный перечень и количество выбросов ЗВ в целом по предприятию, морских и наземных объектов по варианту 1	119
Таблица 4.2.2-3	Ориентировочный перечень и количество выбросов ЗВ в целом по предприятию, морских и наземных объектов по варианту 2	122
Таблица 4.2.3-1	Результаты расчетов максимальных приземных концентраций варианта 1	128
Таблица 4.2.3-2	Размеры расчетных зон воздействия и влияния выбросов ЗВ острова DC-01 варианта 1	129
Таблица 4.2.3-3	Размеры расчетных зон воздействия и влияния выбросов ЗВ НТУ варианта 1	129
Таблица 4.2.3-4	Результаты расчетов рассеивания по сценариям варианта 1	132
Таблица 4.2.3-5	Результаты расчетов максимальных приземных концентраций варианта 2.....	135
Таблица 4.2.3-6	Размеры расчетных зон воздействия и влияния выбросов ЗВ островов DC-01, DC-02 варианта 2.....	136
Таблица 4.2.3-7	Размеры расчетных зон воздействия и влияния выбросов ЗВ НТУ варианта 2.....	136
Таблица 4.2.3-8	Результаты расчетов рассеивания по сценариям варианта 2	140
Таблица 4.2.5-1	Значения α для загрязняющих веществ различных классов опасности	145
Таблица 4.2.5-2	Граничные условия для деления предприятий на категории опасности в зависимости от значений КОП	145
Таблица 4.2.7-1	Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух	148
Таблица 4.3.1-1	Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации центров бурения.....	149
Таблица 4.3.1-2	Баланс водопотребления и водоотведения НТУ при пробной эксплуатации месторождения Актоты	154
Таблица 4.3.1-3	Предлагаемые нормативы сбросов загрязняющих веществ, поступающих в пруды-испарители с производственными сточными водами при пробной эксплуатации месторождения Актоты. Концепции 2.0 и 10.0*	155
Таблица 4.3.3-1	Матрица оценки воздействия на поверхностные воды.....	159
Таблица 4.4-1	Матрица оценки воздействия на геологическую среду и донные отложения	163
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.....	164
Таблица 4.5-2	Допустимые значения уровней звукового давления проникающего инфразвука и низкочастотного шума на территории государственных природных заповедников.....	164
Таблица 4.5-3	Ожидаемые уровни шума от производственного оборудования на объектах острова и НТУ	164
Таблица 4.5-4	Уровни шума, создаваемые природными источниками	165
Таблица 4.5-5	Оценка возможных воздействий физических факторов на животный мир	172
Таблица 4.6-1	Матрица оценки воздействия на орнитофауну при пробной эксплуатации месторождения Актоты	178
Таблица 4.7-1	Матрица оценки воздействия на почвы.....	180

Таблица 4.7-2	Матрица оценка воздействия на растительность.....	181
Таблица 4.8-1	Матрица оценки воздействия на животный мир суши	183
Таблица 4.9-1	Характеристика отходов, образующихся при проведении намечаемых работ на месторождении Актоты	185
Таблица 4.9-2	Ориентировочный объем отходов, образуемых в процессе пробной эксплуатации месторождения Актоты	194
Таблица 4.10-1	Оценка возможного воздействия пробной эксплуатации на компоненты окружающей среды	198
Таблица 5.1-1	Компоненты социально-экономической среды, подвергающиеся воздействию при пробной эксплуатации месторождения Актоты....	200
Таблица 5.1-2	Градации пространственных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу	201
Таблица 5.1-3	Градации временных масштабов воздействия на социально- экономическую сферу	201
Таблица 5.1-4	Градации масштабов интенсивности воздействия на социально- экономическую сферу	201
Таблица 5.1-5	Определение интегрированного воздействия на социально- экономическую сферу	202
Таблица 5.2-1	Матрица результатов оценки воздействий на социально- экономическую сферу	207
Таблица 5.2-2	Интегральная оценка возможных воздействий на социально- экономическую сферу	208
Таблица 6.1-1	Частота возникновения аварийных ситуаций (по данным [49])	209
Таблица 6.1-2	Вероятность выбросов и утечек из скважин на этапе эксплуатации (по данным [45]) *	210
Таблица 6.1-3	Вероятность выбросов и утечек из скважин на этапе пробной эксплуатации месторождения Актоты по результатам количественного анализа рисков	211
Таблица 6.1-4	Общая частота утечек и выбросов из трубопроводов мультифазной продукции	211
Таблица 6.1-5	Общая частота утечек и выбросов из экспортных трубопроводов (по данным «Количественная оценка риска аварий»)	211
Таблица 6.1-6	Общая частота утечек и выбросов из оборудования НТУ	212
Таблица 6.3-1	Прогнозируемые аварийные ситуации на НТУ	217
Таблица 6.3-2	Опасные расстояния для различных уровней токсичного воздействия при скорости ветра 2 м/с и стабильных погодных условий.....	218
Таблица 6.3-3	Опасные расстояния для различных уровней токсичного воздействия при скорости ветра 5 м/с и умеренных атмосферных условий	218
Таблица 9.1-1	Контролируемые параметры и периодичность состояния атмосферного воздуха	232
Таблица 9.1-2	Контролируемые параметры и периодичность мониторинга морской воды.....	233
Таблица 9.1-3	Контролируемые параметры и периодичность мониторинга донных отложений.....	235
Таблица 9.1-4	Контролируемые параметры и периодичность мониторинга морской биоты	236
Таблица 9.1-5	Контролируемые параметры и периодичность мониторинга орнитофауны и тюленей.....	239
Таблица 9.2-1	Контролируемые параметры и периодичность состояния атмосферного воздуха	242
Таблица 9.2-2	Контролируемые параметры и периодичность мониторинга почв...	244

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1.1	Обзорная карта расположения месторождения Актоты	18
Рисунок 1.1.2	Местоположение контрактной территории Актоты.....	19
Рисунок 1.1.3	Вид на остров сверху и сбоку	20
Рисунок 1.2.1	Роза ветров по м/с Атырау	22
Рисунок 1.2.2	Роза ветров по м/с Пешной	22
Рисунок 1.3.1	Наблюдаемые колебания уровня Каспийского моря (УКМ) с 1840 г.....	23
Рисунок 1.3.2	Динамика уровня Каспийского моря в период 1992-2022 гг.	24
Рисунок 1.3.3	Наблюдаемые сезонные изменения УКМ в зоне Восточного Кашагана	26
Рисунок 1.3.4	Роза течений.....	27
Рисунок 1.3.5	Диаграмма для определения высоты волны (Hs) и среднего направление волны.....	28
Рисунок 1.4.1	Динамика ввода в эксплуатацию жилых зданий в 2021-2022гг., тыс. кв. метров общей площади.....	33
Рисунок 1.4.2	Особо охраняемые природные территории	35
Рисунок 2.1.1	Общая схема месторождений Актоты, Кайран и Кашаган.....	40
Рисунок 2.1.2	Общая схема самостоятельной эксплуатации месторождения Актоты	41
Рисунок 2.3.1	Технологическая блок - схема совместной эксплуатации месторождений Актоты, Кайран и Кашаган.....	47
Рисунок 2.3.2	Принципиальная технологическая схема самостоятельной эксплуатации месторождения Актоты	48
Рисунок 3.1.1	Обзорная схема расположения мониторинговых станций на месторождении Актоты, 2020 г.....	50
Рисунок 3.1.3-1	Динамика изменения уровня Каспийского моря в период с 1992 по 2020 гг.....	52
Рисунок 3.1.3-2	Физико-химические параметры морской воды акватории	54
Рисунок 3.1.3-3	Значения БПК и органического углерода в воде акватории Актоты в 2019-2022гг.....	55
Рисунок 3.1.3-4	Физико-химические параметры морской воды трассы трубопровода/путей сообщения с сушей	56
Рисунок 3.1.4-1	Характеристики гранулометрического состава донных отложений акватории Актоты по сезонам	59
Рисунок 3.1.4-2	Содержание органического углерода в донных отложениях.....	59
Рисунок 3.1.4-3	Окислительно-восстановительный потенциал в донных отложениях	61
Рисунок 3.1.4-4	Содержание химических элементов в донных отложениях акватории Актоты	62
Рисунок 3.1.4-5	Содержание железа и алюминия в донных отложениях акватории	62
Рисунок 3.1.4-6	Гранулометрический состав трассы трубопровода по сезонам.....	64
Рисунок 3.1.4-7	Концентрации химических элементов в донных отложениях трассы трубопровода	65
Рисунок 3.1.6-1	Характеристики распределения численности фитопланктона акватории Актоты по сезонам	69
Рисунок 3.1.6-2	Средняя общая биомассы фитопланктона акватории месторождения Актоты в 2019-2021гг.	71
Рисунок 3.1.6-3	Характеристики фитопланктона акватории Актоты.....	72
Рисунок 3.1.6-4	Численность фитопланктона акватории трассы трубопровода/путей сообщения.....	74
Рисунок 3.1.6-5	Биомасса фитопланктона акватории трассы трубопровода/путей сообщения.....	75
Рисунок 3.1.6-6	Основные показатели состояния фитопланктонного сообщества акватории трассы трубопровода.....	76

Рисунок 3.1.7-1	Количество видов зоопланктона по сезонам 2019-2022гг.	78
Рисунок 3.1.7-2	Средняя численность зоопланктона по сезонам 2019-2022гг.	80
Рисунок 3.1.7-3	Значения биомассы зоопланктона по сезонам 2019-2022 гг.	81
Рисунок 3.1.7-4	Основные показатели состояния зоопланктонного сообщества акватории месторождения Актоты	83
Рисунок 3.1.7-5	Таксономический состав зоопланктонного сообщества трассы трубопровода	84
Рисунок 3.1.7-6	Соотношение численности зоопланктонного сообщества трассы трубопровода по основным группам.....	85
Рисунок 3.1.7-7	Соотношение численности зоопланктонного сообщества трассы трубопровода по основным группам.....	86
Рисунок 3.1.7-8	Основные показатели состояния сообщества зоопланктона акватории трассы трубопровода	87
Рисунок 3.1.8-1	Таксономический состав макрозообентоса акватории Актоты.....	88
Рисунок 3.1.8-2	Численность макрозообентоса акватории Актоты по группам	90
Рисунок 3.1.8-3	Биомасса макрозообентоса акватории Актоты по группам	91
Рисунок 3.1.8-4	Характеристики макрозообентоса акватории Актоты	92
Рисунок 3.1.8-5	Количество видов донной фауны трассы трубопровода по группам	93
Рисунок 3.1.8-6	Численность донной фауны трассы трубопровода по группам.....	94
Рисунок 3.1.8-7	Биомасса основных групп макрозообентоса трассы трубопровода по группам	95
Рисунок 3.1.8-8	Основные показатели состояния макрозообентоса трассы трубопровода/путей сообщения.....	96
Рисунок 3.1.9-1	Основные показатели состояния ихтиофауны акватории месторождения Актоты	98
Рисунок 3.2.4-1	Соотношение видового разнообразия отрядов членистоногих. Осень 2020г, Весна 2022 г.	107
Рисунок 3.2.4-2	Видовое соотношение млекопитающих и пресмыкающихся (количество видов; проценты). Осень 2020г, весна 2022 г.	108
Рисунок 4.2.2-1	Объем предполагаемых выбросов основных ЗВ в составе выбросов морских и наземных объектов варианта 1	116
Рисунок 4.2.2-2	Объем предполагаемых выбросов основных ЗВ в составе выбросов морских и наземных объектов варианта 2	118
Рисунок 4.2.3-1	Результаты расчета рассеивания по сценарию 1.1 варианта 1.....	130
Рисунок 4.2.3-2	Результаты расчета рассеивания по сценарию 1.2 варианта 1.....	130
Рисунок 4.2.3-3	Результаты расчета рассеивания по сценарию 1.3 варианта 1.....	131
Рисунок 4.2.3-4	Результаты расчета рассеивания по сценарию 1.4 варианта 1.....	131
Рисунок 4.2.3-5	Результаты расчета рассеивания по сценарию 2.1 варианта 2.....	137
Рисунок 4.2.3-6	Результаты расчета рассеивания по сценарию 2.2 варианта 2.....	137
Рисунок 4.2.3-7	Результаты расчета рассеивания по сценарию 2.3 варианта 2.....	138
Рисунок 4.2.3-8	Результаты расчета рассеивания по сценарию 2.4 варианта 2.....	138
Рисунок 4.2.3-9	Результаты расчета рассеивания по сценарию 2.5 варианта 2.....	139
Рисунок 4.3.1-1	Принципиальная схема очистки кислой воды.....	153
Рисунок 6.3.1	Схема реализации сценария, связанного с выбросом из скважины	214
Рисунок 9.1	Схема расположения станций мониторинга острова Актоты	231
Рисунок 9.2	Схема расположения станций мониторинга на участке расположения наземной технологической установки	241

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АПАВ	- Анионные поверхностно-активные вещества
АСЭП	- Анализ суммарной экологической пользы
БПК	- Биохимическое потребление кислорода
ГНВП	- Газонефтеводопроявление
ГОСТ	- Государственный стандарт
ГСМ	- Горюче-смазочные материалы
ГФУ	- Газофлотационная установка
ДУСД	- Дистанционное управление службой данных
ЖЖГЦ	- Жидкостно-жидкостный гидроциклон
ЗВ	- Загрязняющее вещество
ЗСГ	- Закачка сырого газа
CASMOS	- Метеорологическое и океанографическое исследование Каспийского моря
КЛОХ	- Комитет лесного и охотничьего хозяйства
КОС	- Канализационные очистные сооружения
КСС	- Коррозийно-стойкий сплав
КТК	- Каспийский трубопроводный консорциум
КТО	- КазТрансОйл
ЛАРН	- Ликвидация аварийных разливов нефти
МСОП	- Международный союз охраны природы
МСХ	- Министерство сельского хозяйства
НТУ	- Наземная технологическая установка
НКОК Н.В.	- Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.
ОБУВ	- Ориентировочный безопасный уровень воздействия
ОВОС	- Оценка воздействия на окружающую среду
ОВП	- Окислительно-восстановительный потенциал
ОЗТОС	- Охрана здоровья, труда и окружающей среды
ОКУ	- Общая концентрация углеводородов
ООПТ	- Особо охраняемые природные территории
ОПР	- Опытно-промышленная разработка
ОС	- Окружающая среда
ПАУ	- Полициклические ароматические углеводороды
ПВХ	- Поливинилхлорид
ПДК	- Предельно допустимая концентрация
ПЛА	- План ликвидации аварий
ППД	- Поддержание пластового давления
ППЭ	- Проект пробной эксплуатации

ПЭК	- Производственный экологический контроль
РД	- Руководящий документ
РК	- Республика Казахстан
РГП	- Республиканское государственное предприятие
РНД	- Республиканский нормативный документ
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
СУГ	- Сжиженный углеводородный газ
ТЖГЦ	- Твердо-жидкостный гидроциклон
ТЭГ	- Триэтиленгликоль
УКМ	- Уровень Каспийского моря
УКПНИГ	- Установка комплексной подготовки нефти и газа
УОО	- Установка обратного осмоса
УОСВ	- Установка очистки сточных вод
УПЛВ	- Установка производственно-ливневых вод
УЭД	- Установка электродеионизации
ХПК	- Химическое потребление кислорода
DNV	- Det Norske Veritas
Eh	- Окислительно-восстановительный потенциал
pH	- Водородный показатель

ВВЕДЕНИЕ

Консорциум Подрядных Компаний, в состав которого входят следующие компании: КМГ Кашаган Б.В., Аджип Каспиан Си Б.В., CNPC Казахстан Б.В., ЭксонМобил Казахстан Инк., ИНПЕКС Норт Каспиан Си, Лтд., Шелл Казахстан Девелопмент Б.В. и ТотальЭнерджииз ЭП Казахстан, заключил с Правительством РК Соглашение о разделе продукции по Северному Каспию (СРПСК) (Постановление Правительства № 1050а от 3 июля 1997 г., Акт о государственной регистрации № 2833 от 31 октября 2008 г., лицензия серии ГКИ № 1016 (нефть). Цель выпуска: разведка, добыча, подготовка, транспортировка, сбыт углеводородов и попутного сырья). Компания «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.» (НКОК Н.В.) 13 июня 2015 г. была назначена в качестве оператора по СРПСК согласно статье 7.1 (а) СРПСК.

Контрактная территория расположена в Атырауской области Республики Казахстан, а в географическом плане находится в северной части казахстанского сектора Каспийского моря. Месторождение Актоты расположено в казахстанском секторе Каспийского моря, на контрактной территории СРПСК в пределах разведочных блоков K-VII-12-b + K-VII-16-a. Месторождение Актоты является газоконденсатным месторождением.

Продуктивность структуры Актоты была доказана результатами бурения 2-х скважин АК-1БС1 и АК-2. Первая разведочная скважина АК-1БС1 была пробурена в 2003 г. с открытием залежи углеводородного сырья в интервале каменноугольных отложений 3766-3844 м. В 2004 году была пробурена оценочная скважина АК-2 глубиной 4950 м. В 2004-2006 гг. проведена сейсморазведка в модификации 3Д и гравиметрическая съемка в пределах структуры Актоты.

Для разработки Отчета о возможных воздействиях проектируемой пробной эксплуатации месторождения Актоты НКОК Н.В. был выпущен наряд-заказ № 4512575590 от 28 января 2022 г.

В настоящем Отчете о возможных воздействиях выявлены возможные существенные воздействия намечаемой деятельности, рассмотрено возможное воздействие на состояние окружающей среды пробной эксплуатации месторождения Актоты 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 пробной эксплуатации месторождения Актоты;
- информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях, связанных с пробной эксплуатацией месторождения Актоты, 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: **Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.**

Филиал в Республике Казахстан

БИН 000241000874

060002 г. Атырау, ул. Смагулова, 1

Тел: +7 7122 923300

Руководитель – Лазар Оливье Мари

Адрес Исполнителя: **Товарищество с ограниченной ответственностью «SED»
(Sustainable Ecology Development)**

050043, г. Алматы, ул. Аскарова, 3

тел.: 8 (727) 247 23 23

факс: 8 (727) 338 23 74

Директор – Носков Владимир Васильевич

1. ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1. Административное и географическое положение

Месторождение Актоты расположено в казахстанском секторе Каспийского моря, на контрактной территории СРПСК. Месторождение расположено приблизительно в 50 км восточнее месторождения Кашаган, в 110 км от г. Атырау и в 30 км от побережья северной части Каспийского моря. Местоположение месторождения Актоты показано на рис. 1.1.1.

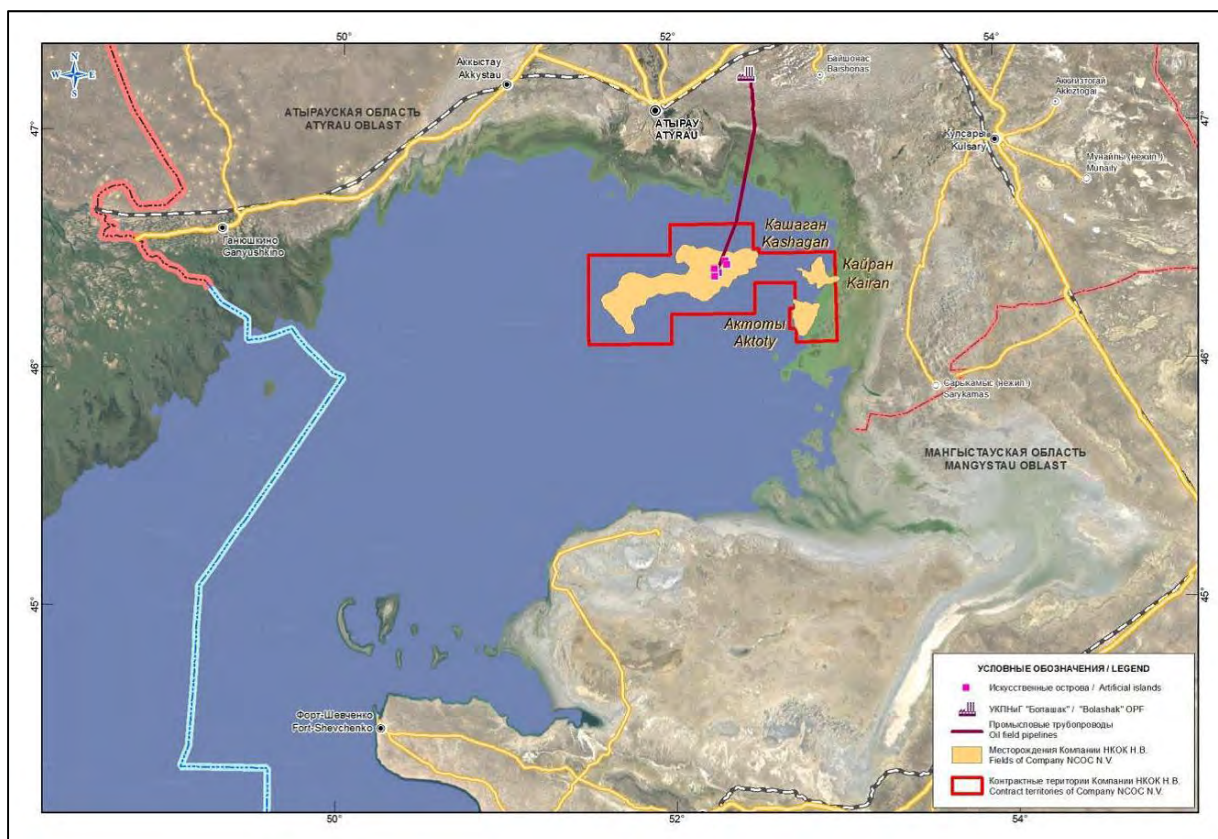


Рисунок 1.1.1 Обзорная карта расположения месторождения Актоты

Координаты блока, на котором находится месторождение Актоты приведены в таблице 1.1-1, а местоположение блока, а также граница контура нефтеносности показаны на рисунке 1.1.2.

Таблица 1.1-1 Координаты блока Актоты

Угловые точки	Название блока	Координаты угловых точек	
		Северная широта	Восточная долгота
1	К-VII-12-b + К-VII-16-a (Актоты)	46° 22' 30" N	52° 45' 00" E
2		46° 22' 30" N	53° 00' 00" E
3		46° 07' 30" N	53° 00' 00" E
4		46° 07' 30" N	52° 45' 00" E
5		46° 11' 00" N	52° 45' 00" E
6		46° 11' 00" N	52° 43' 00" E
7		46° 16' 00" N	52° 43' 00" E
8		46° 16' 00" N	52° 45' 00" E

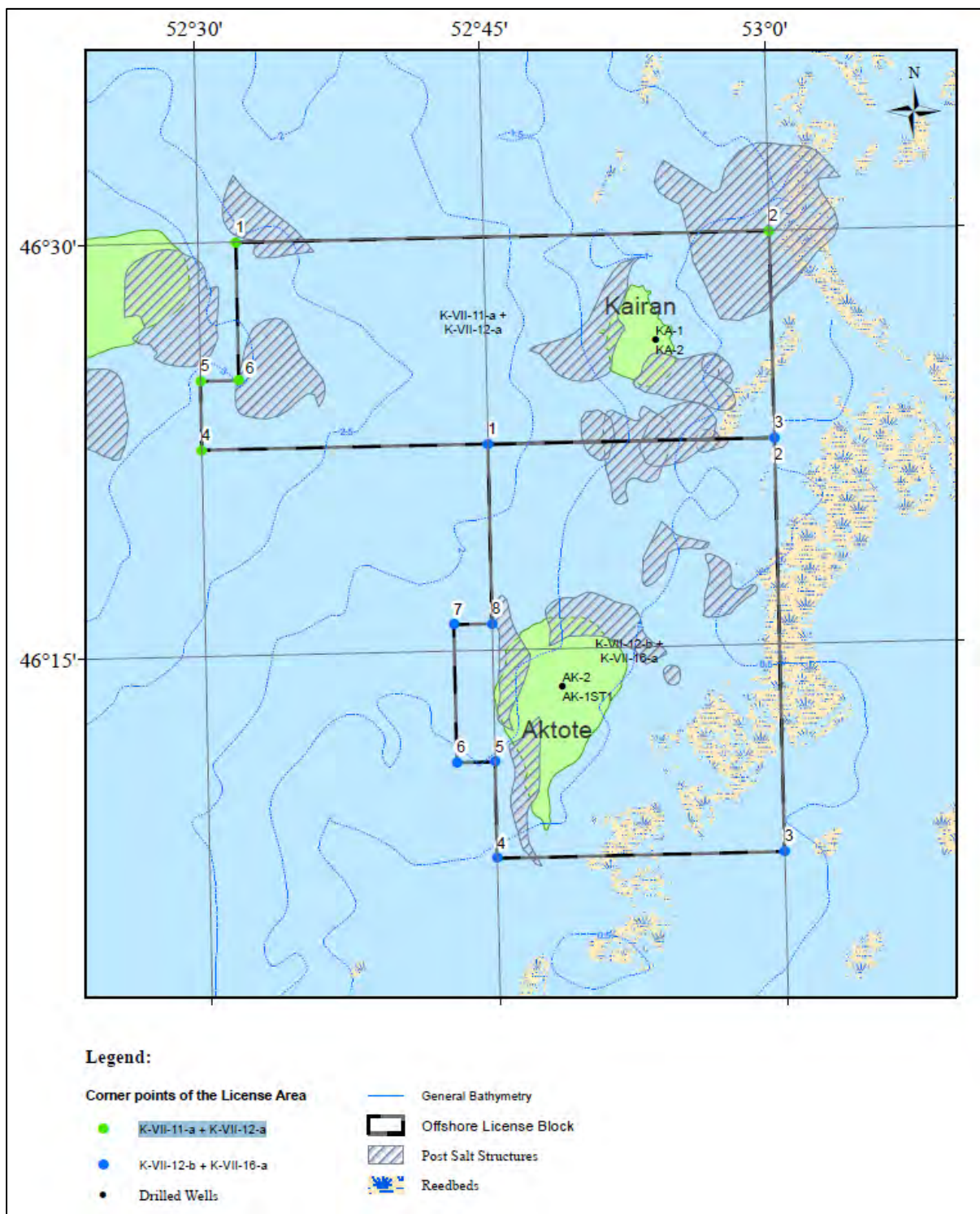


Рисунок 1.1.2 Местоположение контрактной территории Актоты

В настоящее время на месторождении Актоты построен искусственный остров с размерами 132 м x 90 м. Он расположен приблизительно в 48 км юго-восточнее острова D месторождения Кашаган. Ранее пробуренные 2 скважины находятся в консервации. Работы на острове не ведутся, кроме визитов, нацеленных на мониторинг скважин каждые полгода. Как выглядит остров в настоящее время видно из рисунка 1.1.3.

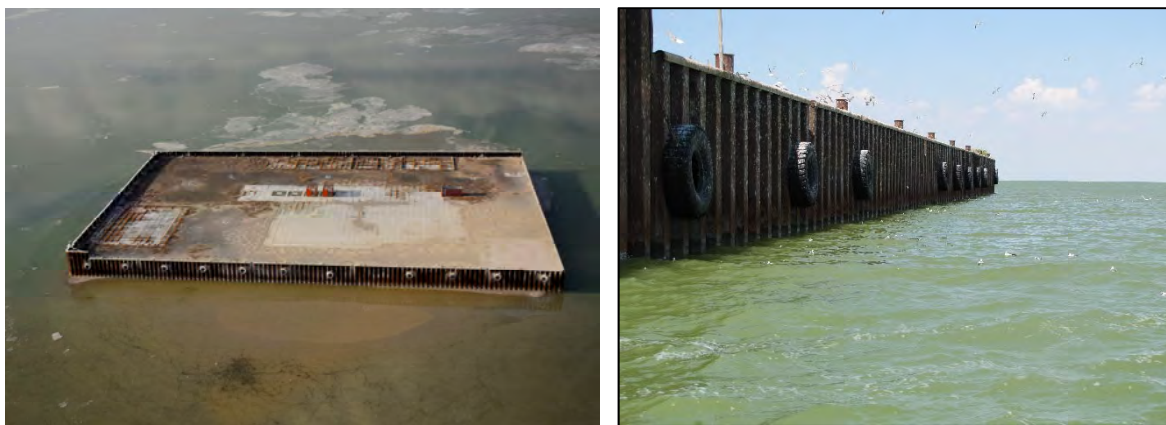


Рисунок 1.1.3 Вид на остров сверху и сбоку

Максимальный уровень воды в районе острова в настоящее время достигает 0,5 м и падает до нуля при сгонах в условиях продолжительных северных и восточных ветров. Средний уровень воды стремится к снижению с каждым годом и, как показали вероятностные исследования, уровень воды на месторождении Актоты может упасть до -29,15 м к 2030 году согласно оценке Р25 (таблица 1.3-2).

Перед началом пробной эксплуатации для последующего обслуживания технологических объектов, размещенных на острове Актоты DC-01, планируется построить насыпную дорогу, которая обеспечит возможность проведения работ по обустройству острова и дальнейшей эксплуатации. На острове DC-01 будут пробурены и обустроены 5 новых скважин для добычи углеводородной продукции, проложены все необходимые коммуникации для осуществления пробной эксплуатации месторождения.

1.2. Климатические условия

Физико-географическое положение Атырауской области определяет континентальность климата, основными чертами которого является преобладание антициклонических условий, резкие колебания температур в течение года и суток, жесткий ветровой режим и дефицит осадков.

Климат Северного Каспия определяют значительное количество солнечной радиации и небольшое количество атмосферных осадков. В зимнее время над акваторией моря и над побережьем господствуют холодные и сухие воздушные массы северо-восточного направления, а в летнее время преобладают сухие континентальные южные и юго-восточные массы. Под влиянием этих воздушных масс формируется континентальный засушливый климат со значительными перепадами годовых и суточных температур. Основные осадки весной и осенью приносят западные воздушные массы. За счет испарения с акватории Каспийского моря и переноса влажных воздушных масс местными бризами на сушу климатические условия прибрежной зоны более мягкие, летом более прохладные и влажные, зимой более теплые и влажные.

Для характеристики климатических условий использованы данные многолетних наблюдений метеорологических станций (м/с) РГП «Казгидромет» Атырау с 2015 по 2019 годы и м/с о.Пешной с 2009 по 2018 гг., Кульсары (Приложение 2).

Температурный режим

Континентальный засушливый климат Атырауской области характеризуется большими колебаниями сезонных и суточных температур. Показатели среднемесячной температуры воздуха приведены в таблице 1.2-1.

Таблица 1.2-1 Среднемесячная и среднегодовая температура воздуха в районе намечаемой деятельности, °С

Пункт наблюдения	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
М/с Атырау	-4,0	2,8	11,9	11,9	20,5	25,9	28,4	26,5	19,3	9,7	1,4	-2,6	11,1
М/с Пешной	-7,3	-6,8	1,1	11,0	19,8	24,1	26,0	24,2	17,5	8,6	1,5	-3,3	9,7

Согласно справкам Казгидромета

Анализ хода среднемесячной температуры воздуха, по данным таблицы 1.2-1, показывает, что самыми холодными месяцами являются январь-февраль, а самым жарким – июль.

Резкий переход от отрицательных к положительным температурам наблюдается в конце марта. В течение апреля происходит быстрое нарастание температурного фона. Самым жарким является июль, когда средняя температура воздуха колеблется в пределах +25 - +27,3 °С. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца – 32,5°С. Продолжительность периода с температурой воздуха выше +10 °С составляет 170-180 дней.

Режим атмосферных осадков

Среднегодовая сумма осадков для района намечаемой деятельности составляет 157,7 мм. Данные о среднемесячном количестве осадков по месяцам представлены в таблице 1.2-2.

Таблица 1.2-2 Среднее месячное и среднегодовое количество осадков в районе намечаемой деятельности, мм

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
М/с Атырау	13,3	11,5	19,2	23,5	48,2	7,3	24,2	13,4	6,3	17,3	11,2	22,4	217,8
М/с Пешной	17	9,2	16,1	15,2	32,4	7,3	6,8	6,1	7,3	14,5	10,9	14,9	157,7

Согласно справкам Казгидромета

На море твердые осадки (снег, крупа) наблюдаются с октября - ноября по март - апрель. Средняя высота снежного покрова 4-5 см. Образование устойчивого снежного покрова на берегу и островах следует ожидать в середине декабря, сход – в первой декаде марта. Изменчивость указанных дат, может достигать одного месяца. Среднее число дней со снежным покровом – 47 (по данным м/с Пешной) и 57 (по данным м/с Атырау). Средняя дата появления снежного покрова – 29 ноября. Средняя дата образования устойчивого снежного покрова – 23 декабря. Средняя дата разрушения устойчивого снежного покрова – 27 февраля. Средняя дата схода снежного покрова – 15 марта.

Влажность воздуха

Зимой среднее парциальное давление водяного пара, характеризующее абсолютную влажность над северо-восточным Каспием, составляет 3-4 гПа, летом – 21-23 гПа. Сезонный ход относительной влажности имеет противоположную тенденцию: 80-85 % зимой и 55-65 % летом. Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха показаны в таблице 1.2-3.

Таблица 1.2-3 Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха в районе намечаемой деятельности, мм

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
М/с Атырау	82	78	70	54	45	35	37	33	43	58	71	80	58

Согласно справкам Казгидромета

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.

Ветровой режим

Характерной особенностью климата Северо-восточного Каспия является очень высокая динамика атмосферы, создающая активный турбулентный обмен и препятствующая развитию застойных явлений в приземном слое атмосферы за счет сильных ветров. Среднегодовая повторяемость направлений ветра и штилей в районах проведения работ представлена в табл. 1.2-4 и на рис. 1.2.1-1.2.2.

Таблица 1.2-4 Среднегодовая повторяемость направлений ветра и штилей в районе проведения работ, %

Станция	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
М/с Атырау	10	12	15	17	8	12	12	13	2
М/с Пешной	9	12	18	14	6	16	12	13	17

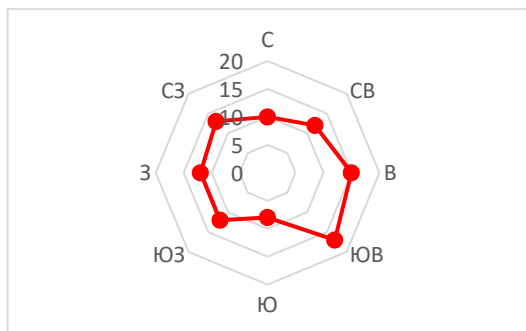


Рисунок 1.2.1 Роза ветров по м/с Атырау

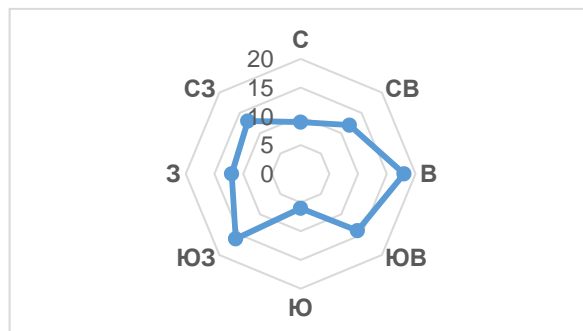


Рисунок 1.2.2 Роза ветров по м/с Пешной

В зимние месяцы, в период максимального развития Монгольского и Сибирского антициклонов, преобладают ветры восточных румбов, приносящие холодный сухой воздух и безветренную погоду. В летний период высока повторяемость ветров западных направлений в связи с частым прохождением циклонов с Атлантики через Западный Казахстан и юг Урала. Весной и осенью преобладают ветры восточных румбов.

Средняя скорость ветра по направлениям представлена в таблице 1.2-5.

Таблица 1.2-5 Средняя скорость ветра по направлениям, м/с

Станция	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
М/с Атырау	2,7	2,8	3,2	3,9	3,2	2,9	3,0	3,1
М/с Пешной	3,1	3,0	4,0	4,4	2,6	5,0	3,8	3,7

Скорость ветра, повторяемость превышения которой составляет менее 5% – 9 м/с.

Опасные гидрометеорологические явления

В регионе распространены такие крайне опасные природные явления как штормовой ветер со скоростью, превышающей 15 м/с, снежные метели, грозы, туманы и т. д. (Таблица 1.2-6).

Таблица 1.2-6 Среднее число дней с атмосферными явлениями за год

Пункт наблюдения	Ветер более 15 м/с	Туман	Метель	Гроза
М/с Атырау*	24,1	31	5	10
М/с Пешной**	15	20,6	0,7	9,5

В холодный период года сильные ветры вызывают метели, а в теплый – песчаные бури.

1.3. Характеристика вод Каспийского моря

Каспийское море является самым крупным внутриконтинентальным водоемом (озером) не связанным с мировым океаном, площадь его составляет 376 300 м² (при отметке моря

-28,0 м БС¹). Уникальность Каспия определяют его географические и биологические характеристики.

Геоморфология морского дна

Месторождение Актоты находится на покатом участке морской равнины, созданной течениями и волновыми процессами (Атлас Атырауской обл., 2014). Выраженные аккумулятивные гряды протяженностью до 40 км, здесь вытянуты субмеридионально и в целом повторяют контуры восточной береговой линии. Морфометрические особенности гряд свидетельствуют о гидрогенном их происхождении.

На мелководном шельфе выделяется несколько разновидностей подводных равнин, расположенных радиально от центра эрозионно-тектонической впадины Северного Каспия. Такое геоморфологическое строение рельефа дна обусловлено трансгрессивно-регрессивными этапами формирования котловины Каспийского моря. Только в устьевых участках рек Урала и Эмбы поверх морских аккумулятивных равнин накладываются аллювиально-морские комплексы авандельт.

Батиметрия

Рельеф дна Каспийского моря характеризуется наличием банок, островов и мелких впадин. Для площади, на которой расположено месторождение Актоты, характерны маленькие глубины моря (от 0,5 до 1,5 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).

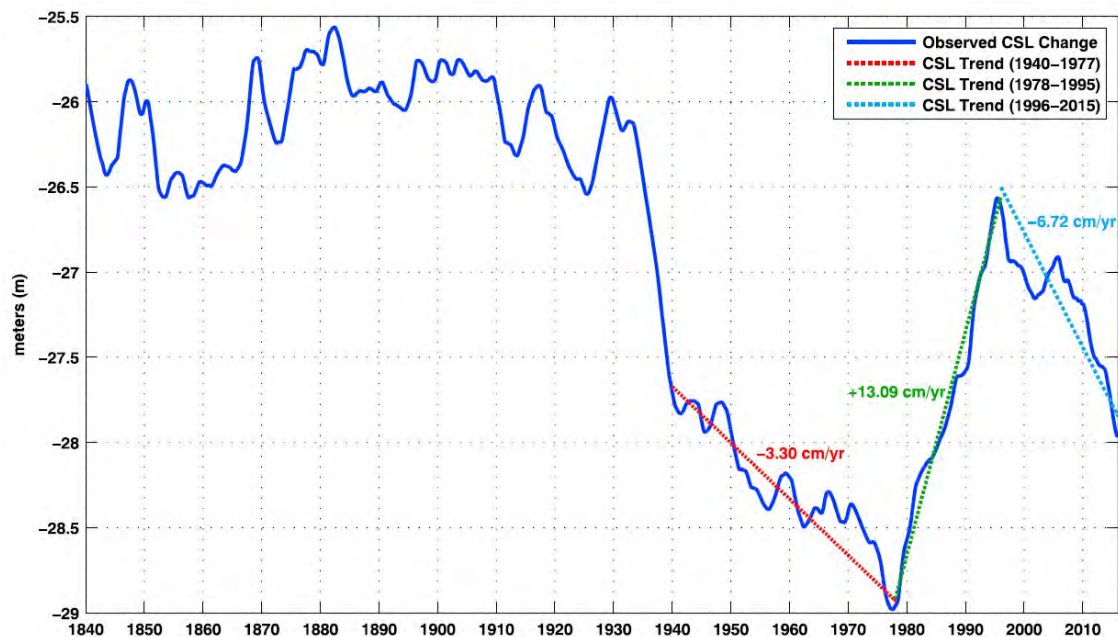


Рисунок 1.3.1 Наблюдаемые колебания уровня Каспийского моря (УКМ) с 1840 г.

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 гидропоста о. Пешной приведены в таблице 1.3-1.

¹ Водный баланс и колебания уровня Каспийского моря. Моделирование и прогноз. - М.:Триада лтд, 2016,378 с.

Таблица 1.3-1 Динамика фоновых уровней Каспийского моря

Пункт наблюдения	Годы													
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Пешной	-27	-27,2	-27,3	-27,3	-27,5	-27,5	-27,6	-27,7	-27,9	-27,9	-27,9	-28,1	-28,4	-28,3

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

На рис. 1.3.2 представлен график изменений УКМ, начиная с 1992 г. до апреля 2022 г. 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.

Water Level Time Series (Altimetry)

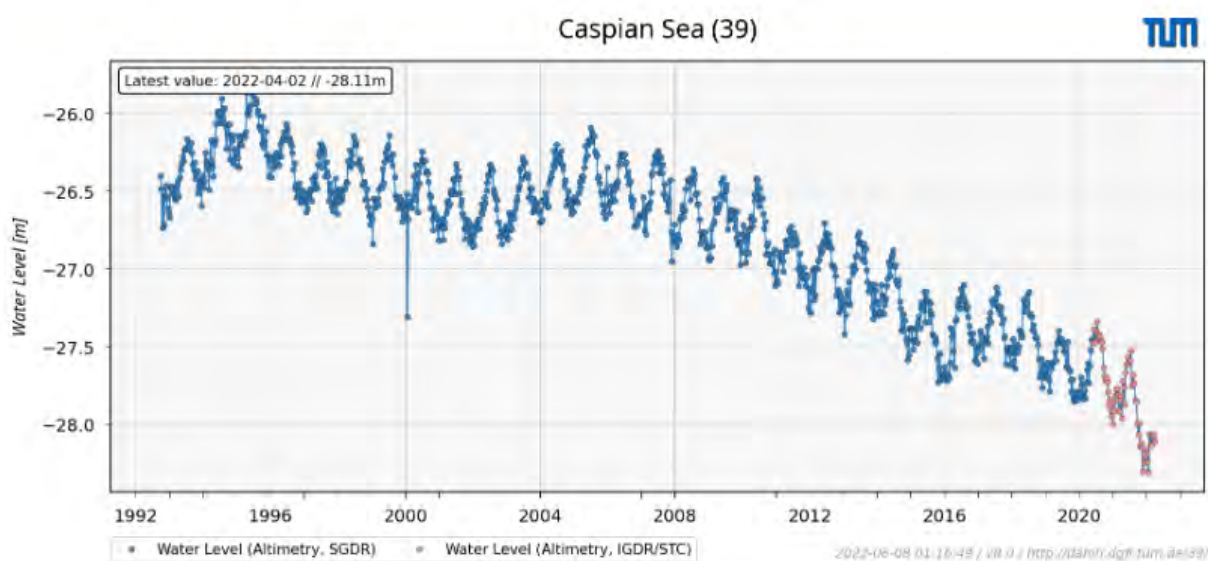


Рисунок 1.3.2 Динамика уровня Каспийского моря в период 1992-2022 гг.

За период 26 мая – 01 июня 2022 г. в северной части Каспийского моря, по оперативным данным морских станций и постов Казгидромета: Пешной, Жанбай, остров Кулалы, остров Тюлений среднее значение уровня моря соответствовало отметке минус 28,42 м, максимальное - минус 27,88 м, минимальное минус 28,64 м.

Для долгосрочного прогноза УКМ использован подход, основанный на модели водного баланса Каспийского моря (NC00-B0-000-OS-O-RE-0001-000. Прогнозирование уровней воды Каспийского моря в период 2017 – 2065 гг.). 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.

Этот долгосрочный прогноз среднего УКМ был согласован с НКОК Н.В. как наиболее вероятный будущий уровень моря для месторождения Восточный Кашаган и будет использоваться для разработки проекта пробной эксплуатации. 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. Для более достоверного получения СУКМ рекомендуется брать среднее значение между двумя последовательными годами в конце календарного года.

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

Сезонные колебания уровня моря

На фоне изменений среднегодового уровня Каспия отмечаются его сезонные изменения. Сезонные колебания уровня Каспия невелики. До зарегулирования стока Волги сезонный ход среднемесячных уровней воды в море составлял 36 см при наибольшем уровне в июле и наименьшем в феврале. После зарегулирования стока реки сезонные изменения уровня моря стали более сглаженными и уменьшились в среднем до 4 см. Многолетняя величина сезонного хода уровня по югу Северного Каспия составляет 40 см. Максимальный сезонный подъем – 72 см, максимальный спад – 64 см (рис. 1.3.3).

Низшее положение уровня в году наблюдается в зимний период (декабрь, февраль), затем начинается его повышение до июля месяца, затем уровень начинает понижаться до зимнего минимума. Причиной такого колебания уровня является сезонное изменение водного баланса, то есть неравномерность поступления воды и ее расходования на испарение в течение года. Именно в Северном Каспии, куда поступает основная часть речного стока моря, многолетние изменения сезонного хода уровня выражены наиболее ярко, а размах колебаний больше, чем в остальной части моря.

В документе NC00-B0-000-AK-Z-RE-0001-000. Прогнозирование уровней Каспийского моря в период 2019–2023гг., в котором сопоставлены данные многолетних наблюдений за уровнем моря, выполняющихся на станции КЕ-1, показано, что в зоне Восточного Кашагана внутригодовые колебания между годами различаются, но имеется средняя закономерность повышения уровней воды летом и понижения уровней воды зимой, как показано на рис. 1.3.3.

Сгоны и нагоны

В прибрежной зоне Прикаспийской низменности из-за сгонно-нагонных колебаний уровня моря происходят существенные изменения гидролого-морфологических, гидрохимических и экологических процессов. В среднем за месяц в северо-восточном Каспии происходит 3-5 нагонов и 5-6 сгонов воды различной интенсивности (Водный баланс, 2016). Продолжительность нагонов изменяется в широких пределах – от нескольких часов до нескольких суток. Наиболее часто нагоны длятся 2-3 суток, максимальная же их продолжительность 6-8 суток.

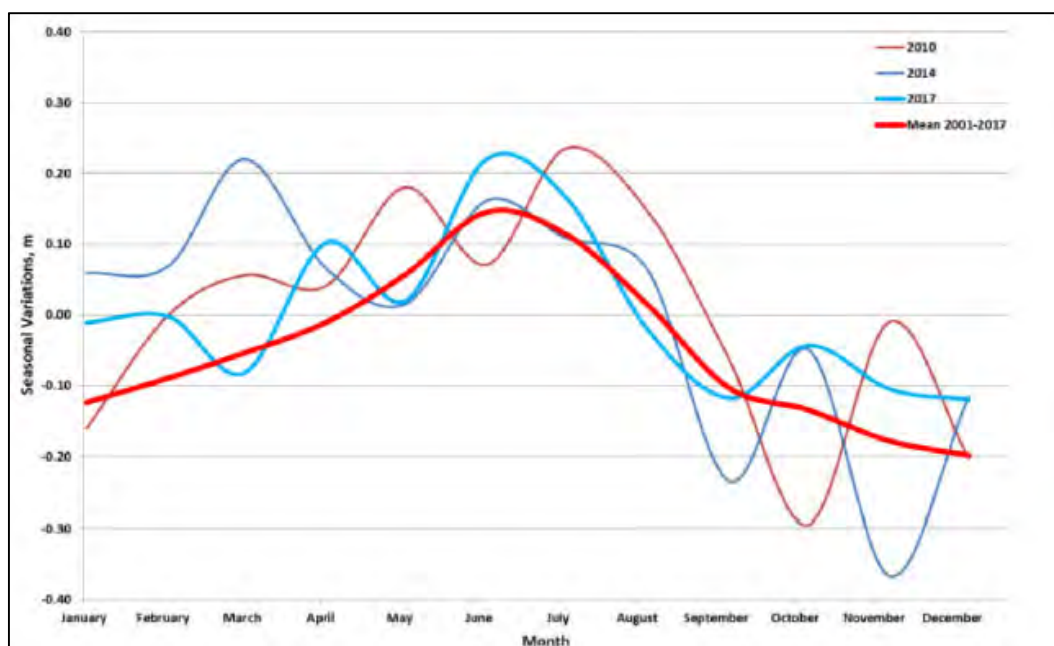


Рисунок 1.3.3 Наблюдаемые сезонные изменения УКМ в зоне Восточного Кашагана

В большинстве случаев штормовые нагоны наблюдаются весной и осенью и обусловлены сильными и устойчивыми ветрами северо-западного и западного направлений для восточной части моря. Штормовые нагоны наблюдаются и в зимние месяцы. Отличительной чертой зимних нагонов на Северном Каспии является то, что они происходят при наличии ледяного покрова.

Ледовый 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.

Экстремальные высоты нагонов и сгонов были определены на основе анализа экстремальных значений, полученных в модели CASMOS-2A² при среднем УКМ, равном -28,5 м. Величины экстремальных нагонов и сгонов в зависимости от их повторяемости представлены в таблице 1.3-3.

Таблица 1.3-3 Экстремальные высоты нагона воды при СУКМ -28,5 м (по данным³)

Период повторяемости (годы)	Высота нагона (м)	Высота сгона (м)
1	0.94	-1.24
5	1.28	-1.80
10	1.47	-2.07
25	1.77	-2.46
50	2.04	-2.77
100	2.35	-3.10

Течения

Течения в Каспийском море обычно слабы и не имеют выраженной периодичности. В северной части Каспия течения более тесно связаны с ветром, хотя в восточной части имеется глубинная циркуляция по часовой стрелке и общее движение в южном направлении через Бороздину, что вызвано поступлением большого объема пресной воды из Волги, и, в меньшей степени, из р. Урал.

² CASMOS – метеорологическое и океанографическое исследование Каспийского моря <https://www.oceanweather.com/metocean/casmos/index.html>.

³ KE01-BO-000-AK-Z-RE-8042-000 Параметры ледовых и метеоусловий для проектирования компрессорных установок СС-01.

В районе Восточного Кашагана, который может быть принят за аналог для месторождения Актоты, течения в основном приводятся в движение ветром, подобно нагонам воды и волнам; увеличение скорости течений тесно связано с увеличением скорости ветра. Направления течений, как правило, меняются в результате шторма, при этом течения имеют то же самое направление, что и ветер. По мере развития шторма, направление потока воды может меняться, и в экстремальных условиях вода движется в направлении, противоположном движению ветра. События с высокими скоростями течения воды, как правило, имеют короткую продолжительность.

Результаты измерений скоростей течений, выполненных в зоне Восточного Кашагана в период с 2003 по 2009 годы, обобщены в виде годовой розы течений, представленной на рисунке 1.3.4 (GE01-00-000-WB-Z-ZZ-0004-000. Technical Note - FEED Metocean Design Condition). Из рисунка видно, что скорости течений, в основном, не превышают 30-35 см/с, но чаще всего варьируют в пределах 5-15 см/с. Преимущественное направление течений – восточное – юго-восточное.

Повторяемость течений со скоростью равной или меньшей чем 1 см/сек составляет менее 0,1%.

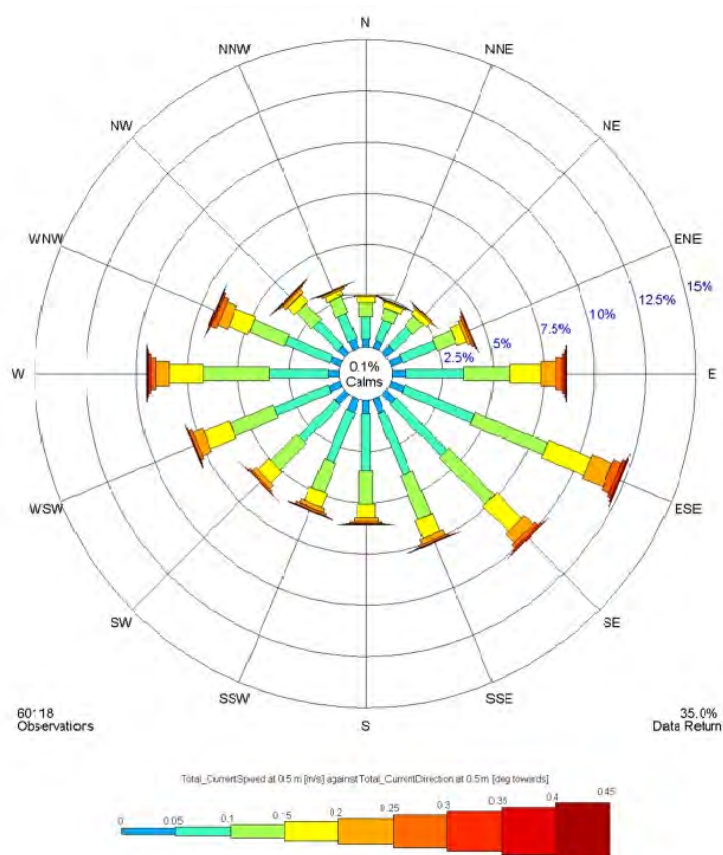


Рисунок 1.3.4 Роза течений

Ветровое волнение

Параметры ветрового волнения в восточной части Северного Каспия зависят от глубин моря, скорости и направления ветра, наличия водной растительности. В условиях мелководья развитие волн хорошо согласуется с ветром, при этом, через несколько часов его воздействия, волнение приобретает установившийся характер.

Из-за малых глубин и экранирующего действия архипелага Тюленьих островов и Кулалинского порога высота волн в восточной части Северного Каспия не превышает трех метров. Зонай максимального волнения является район Уральской Бороздины, ограниченный 5-метровой изобатой, в особенности его юго-западная и восточная части.

Соотношение высоты волн (H_s) и среднего направления волн (градусы) показано на рисунке 1.3.5, исходя из данных непрерывного 50-летнего ретроспективного анализа CASMOS-2 (KG01-00-000-SH-A-RB-0001-000. Исходные параметры проектирования полномасштабного освоения месторождения Кашаган, Этап II). Этот набор данных ретроспективного анализа был получен при минимальном ледовом покрове в зимнее время, что подразумевает полное ледовое покрытие в зоне Восточного Кашагана в течение января и февраля.

Для оценки возможного времени проведения планируемых работ приняты следующие оценки, полученные на основе вышеуказанной модели: высота волн свыше:

- $H_s > 0,5$ м имеет место в 19,1% случаев;
- $H_s > 0,6$ м имеет место в 12,6% случаев;
- $H_s > 0,7$ м имеет место в 6,7% случаев.

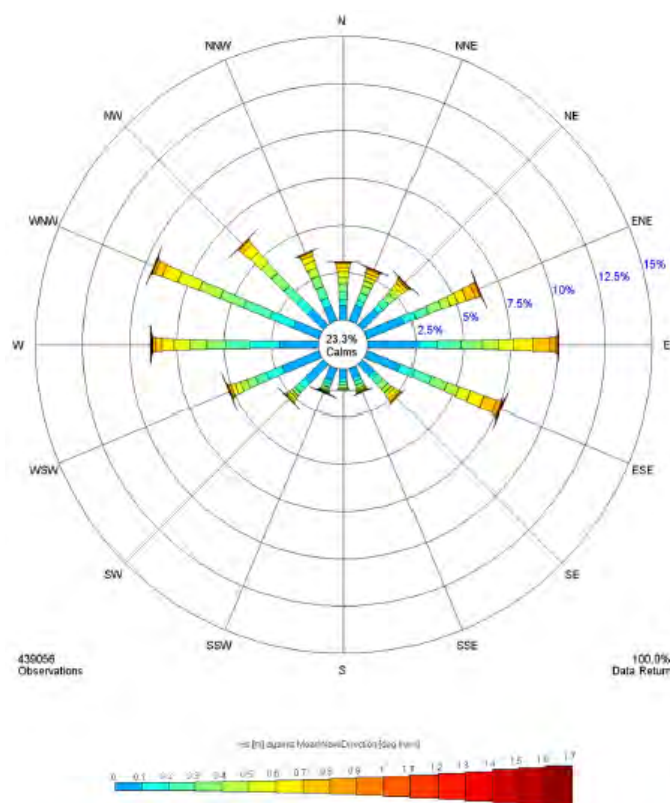


Рисунок 1.3.5 Диаграмма для определения высоты волны (H_s) и среднего направление волны⁴

Ледовые условия

Северный Каспий ежегодно покрывается льдом. На мелководьях и в заливах северо-восточной части Каспийского моря, где находятся месторождения Кашаган и Актоты, образование льда начинается в середине ноября. В течение зимнего сезона, как толщина, так и протяжённость льда увеличивается. Максимальной толщины (до 0,8 м) лёд достигает в конце февраля – начале марта.

Продолжительность ледового покрытия колеблется от 114 до 152 суток.

Протяжённость льда достигает максимума в феврале. В марте она начинает убывать и к середине апреля регион освобождается от льда.

⁴ Основано на данных непрерывного 50-летнего ретроспективного прогноза CASMOS-2 в точке 3930.

Лёд на Каспийском море может претерпевать значительные перемещения, и восточная часть месторождения может на какое-то время освобождаться от льда или быть покрыто тонким слоем льда.

При движении ледяного покрова, вызванного ветром, слои льда могут образовывать ледяные массивы толщиной до 1,6 м.

Зимой в районе месторождения наблюдается сплошной ледовый покров вблизи берега и поля дрейфующего льда. Мелководье приводит к образованию ледовых нагромождений, заглубленных в грунт, которые могут достигать высоты до 8 м.

При контакте движущегося льда с морским дном в нем могут появляться промоины. Данные по измерению промоин ограничены, но на долгосрочный период можно спрогнозировать возможную глубину промоин до 0,5 м при глубине воды от 1 до 5 м.

1.4. Описание затрагиваемой территории

Месторождение Актоты находится в Атырауской области⁵. Территория Атырауской области составляет 118 631 км². Область представлена 2 городами, 153 селами в составе 7 районов, 68 сельскими администрациями.

Наземную технологическую установку (НТУ) планируется разместить на территории Жылыойского района Атырауской области. Территория района равна 29,4 тыс. км². В Жылыойском районе (на 1 января 2022 г.) находится 1 город, 9 сел, 6 сельских администраций. Административный центр - город Кульсары.

1.4.1. Численность населения и демографическая обстановка

Численность населения Атырауской области на 1 января 2022г. составила 668,2 тыс. человек, в том числе городского – 363,1 тыс. человек (54,3%), сельского – 305,1 тыс. человек (45,7%). По сравнению с 1 января 2021г. численность населения увеличилась на 11,1 тыс. человек или на 1,7%. Естественный прирост населения за этот период составил 13,6 тыс. человек.

В январе-декабре 2021 г. по сравнению с январем-декабрем 2020 г. число прибывших в Атыраускую область уменьшилось на 9,9%, выбывших из Атырауской области на 4,7%.

Основной миграционный обмен по внешней миграции происходит с государствами СНГ. Доля прибывших из стран СНГ и выбывших в эти страны составила 86,5% и 82,7% соответственно.

По численности мигрантов, переезжающих в пределах области, сложилось отрицательное сальдо миграции на 2548 человек.

В 2021г. в Атырауской области умерло 164 младенца в возрасте до 1 года. По сравнению с соответствующим периодом 2020 г. число умерших детей в возрасте до 1 года осталось на том же уровне. В этом году коэффициент младенческой смертности составил 8,82 (9,10) случаев на 1000 родившихся.

Основной причиной младенческой смертности являются состояния, возникающие в перинатальном периоде, от которых умерло 105 (109) младенца или 64% (66,5%) от общего числа смертных случаев среди младенцев. Число умерших младенцев от врожденных аномалий составило 28 (32) или 26,7% (29,3%).

Численность населения Жылыойского района на 1 января 2022г. составила 84,9 тыс. человек.

⁵ Сведения о социально-экономическом развитии Атырауской области приведены по данным Комитета по статистике Министерства национальной экономики РК, сайт www.stat.gov.kz.

1.4.2. Социальная сфера

Социальное обеспечение

По состоянию на 2020г. количество больниц по области составило 23 ед., в г. Атырау – 16 ед., в Жылыойском районе – 1 ед. Количество больничных коек по области составляло 2367 ед., в г. Атырау – 1823 ед., в Жылыойском районе – 145 ед.

Количество дошкольных учреждений в Атырауской области, включая миницентры, в этот же период составляло 331. Их посещало 34 тысячи детей. Количество школ в области – 198, рассчитанных на 136,7 тыс. мест. Другие образовательные учреждения представлены колледжами и вузами, число которых составило 24 и 3 единицы соответственно, в которых обучалось 16,5 тыс. студентов и 12,4 тыс. студентов соответственно.

В Жылыойском районе количество дошкольных детских учреждений по состоянию на 2020г. было 37, рассчитанных на 4,6 тыс. детей. Количество школ – 21 на 18,5 тыс. мест. В районе имеется 3 колледжа, в котором обучается 2 тысячи студентов.

Доходы и уровень жизни населения

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в III квартале 2021г. составили 245491 тенге, что на 20,8% выше, чем в III квартале 2020г. Реальные денежные доходы за указанный период выросли на 10,7%.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам в 2021г. составила 411655 тенге. По сравнению с 2020г. она увеличилась на 12%. Индекс реальной заработной платы составил 103,4%. В Жылыойском районе заработная плата была выше и составила 557950 тенге.

По данным выборочного обследования 497 домашних хозяйств в Атырауской области в IV квартале 2021г. уровень жизни населения может быть охарактеризован следующими показателями:

- денежные доходы на душу населения – 192272 тенге, включая доходы от трудовой деятельности 75,8%, социальные трансферы – 20,8%, прочие доходы – 2,8%, материальная помощь – 0,6%.
- денежные расходы на душу населения – 184765 тенге, включая расходы на продовольственные товары – 57,5%, непродовольственные товары – 19,8%, помощь родственникам, знакомым, алименты – 4%, налоги, погашение кредита – 6,3%, платные услуги – 12,4%.

Численность наемных работников на предприятиях (организациях) в IV квартале 2021г. составила 222550 человек, из них на крупных и средних предприятиях – 186723 человека.

В IV квартале 2021г. на крупные и средние предприятия было принято 15649 человек. Выбыло по различным причинам 17661 человек. Отработано одним работником 482,6 часа.

На конец IV квартала 2021г. на крупных и средних предприятиях были не заполнены 4056 вакантных мест (2,2% к численности наемных работников).

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на конец января 2022г. составила 8879 человек или 2,7% к рабочей силе.

Цены и их динамика

Индекс потребительских цен в январе 2022г. по сравнению с декабрем 2021г. составил 100,7%. Цены увеличились на платные услуги на 0,8%, продовольственные товары - на 0,7%, непродовольственные товары - на 0,5%. Цены предприятий-производителей на промышленную продукцию в январе 2022г. по сравнению с декабрем 2021г. понизились на 2,1%.

За этот же период повышение цен было отмечено на фрукты и овощи на 3,5%, табачные изделия - на 1,9%, крупы - на 1,1%, мясо, рыбу и морепродукты - по 0,5%.

Прирост цен на материалы для обслуживания и ремонта жилых помещений составил 1%, фармацевтическую продукцию, товары личного пользования - по 0,5%, одежду и обувь - 0,3%, бензин - 0,2%.

Снижение цен отмечено на дизельное топливо на 2,5%.

Прирост цен отмечен на амбулаторные услуги на 3,7%, услуги общественного питания - на 2,1%.

В сфере жилищно-коммунальных услуг понижение тарифов отмечено на холодную воду на 12,1%.

Здоровье населения

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

В 2021г. наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получили острые инфекции верхних дыхательных путей – 552,81 случаев на 100000 населения, бактериальные кишечные инфекции – 19,24 случаев на 100000 населения, сифилис – 7,18 случаев на 100000 населения. Число зарегистрированных случаев наиболее распространенных заболеваний приведено в таблице 1.4-1.

За период январь – декабрь 2021г. подтверждено 38656 случая коронавирусной инфекции (COVID-2019) и 1950 случаев, когда вирус не идентифицирован (COVID-2019).

За этот же период было зафиксировано 369 случаев туберкулеза органов дыхания, что составляет 56,35 случаев на 100 000 человек населения.

Таблица 1.4-1 Число зарегистрированных случаев наиболее распространенных заболеваний

Наименование	январь-декабрь 2021г.	январь-декабрь 2020г.	В процентах к соответствующему периоду прошлого года
Сифилис			
всего	47	51	92,1
из них дети 0- 14 лет	2	1	2 раза
сельская местность	19	22	86,4
Ротавирусный энтерит			
всего	95	10	9,5 раз
из них дети 0- 14 лет	95	10	9,5 раз
сельская местность	28	2	14 раз
Чесотка			
всего	83	92	90,2
из них дети 0- 14 лет	58	65	89,2
сельская местность	29	37	78,4
Педикулез			
всего	46	20	2,3 раза
из них дети 0- 14 лет	29	17	170,5
сельская местность	26	10	2,6 раз

Образование

На начало 2019/2020 учебного года в области функционировало 24 организации технического и профессионального образования, из них 16 государственной собственности, 7 – частной собственности. Общая численность учащихся составила – 15912 чел., по сравнению с прошлым учебным годом численность учащихся уменьшилась на 3,9%. По государственному образовательному заказу обучаются 9 тыс. человек, что составляет 56,6% от общей численности учащихся, платные образовательные услуги получают 6,9 тыс. человек или 43,4% учащихся. В организациях

технического и профессионального образования области занято 1221 преподавателей и 160 мастеров производственного обучения.

На начало 2019/2020 учебного года по области количество высших учебных заведения составило – 3 ед., из них 1 ед. – государственной собственности, 2 ед. частной собственности. Численность студентов на начало учебного года составила – 13177 чел., по сравнению с прошлым учебным годом – уменьшилась на 0,1%.

Из общей численности студентов – 72,7% обучается по дневной форме обучения, 15,3% – заочной и 11,9% – вечерней, при этом 56,4% всего контингента студентов обучается в государственных вузах.

Численность студентов, получающих образование за счет государственных образовательных грантов, составляет 1822 человека (13,8%), обучающихся на платной основе – 11355 человек (86,2%). На начало 2019/2020 учебного года в ВУЗах области были заняты 708 преподавателей.

Количество учреждений по образованию за 2020г. приведено в таблице 1.4-2.

Таблица 1.4-2 Количество учреждений образования и учащихся на 2020 г.

Наименование учреждения	Атырауская область	Жылыойский район	Макатский район
Дошкольные учреждения, ед.	331	37	17
Количество детей в дошкольных учреждениях, тыс. чел	34	4,6	1,6
Количество школ, ед.	198	21	9
Число учащихся в школах, тыс. чел.	136,7	18,5	6,1
Количество колледжей, ед.	24	3	1
Число учащихся в колледжах, тыс. чел.	16,5	2	0,2
Количество ВУЗов	3	-	-
Число учащихся в ВУЗах, тыс. чел.	12,4	-	-

Примечание: Данные Комитета статистики «Динамика основных показателей социально-экономического развития Атырауской области, г. Атырау и в разрезе районов за 2000-2020 гг.»

1.4.3. Производственно-экономическая деятельность

Экономический потенциал

В Атырауской области ведущее место в экономике занимает промышленность, на долю которой приходится более 80% от совокупного общественного продукта. Приоритетными направлениями развития экономики области являются топливно-энергетическая, обрабатывающая, рыбная отрасли, производство строительных материалов. В структуре промышленного производства самый высокий удельный вес занимает добыча сырой нефти и попутного газа, перегонка нефти, производство и распределение электроэнергии.

Промышленность

Основное промышленное производство области базируется в городе Атырау, а также в Макатском и Жылыойском районах, где сосредоточены крупнейшие нефтяные предприятия, нефте- и газоперерабатывающие заводы, предприятия машиностроения, пищевой, рыбной промышленности, а также ремонтно-механические и судоремонтные предприятия.

Основу экономики области составляет промышленный сектор, на долю которого приходится почти половина валового регионального продукта (ВРП) (49,8%). Объем валового регионального продукта по предварительным данным в 2021г. составил в 9 991,1 млрд. тенге, что составило 102,1% к аналогичному периоду прошлого года. В структуре ВРП за 2021г. производство товаров составило 59,4%, производство услуг – 32,6%.

В январе-декабре 2021г. промышленной продукции произведено на 8520258,2 млн. тенге, в том числе в горнодобывающей и обрабатывающей отраслях – соответственно

на 7697986,3 и 692978 млн. тенге, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом – на 87666,5 млн. тенге, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений – на 41627,4 млн. тенге.

Сельское хозяйство

Валовый выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-декабре 2021г. составил 114017,5 млн. тенге, в том числе валовая продукция животноводства – 69988,8 млн. тенге, валовая продукция растениеводства – 41983 млн. тенге, объем продукции (услуг) в охотничьем хозяйстве – 57,7 млн. тенге, объем продукции (услуг) в лесном хозяйстве – 5,3 млн. тенге, объем продукции (услуг) в рыболовстве и аквакультуре – 1452,7 млн. тенге.

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

Строительство

В январе 2022 г. объем строительных работ (услуг) составил 30,8 млрд. тенге.

Наибольший объем работ за январь 2022г. выполнен на строительстве промышленных зданий (19,2 млрд. тенге). На других видах строительства выполнен от: передаточных устройств на 7,2 млрд. тенге, прочих нежилых зданий на 1,6 млрд. тенге, прочих сооружений на 1,2 млрд. тенге, сооружений для горнодобывающей и обрабатывающей промышленности на 0,8 млрд. тенге, автомагистралей, улиц и дорог на 0,2 млрд. тенге.

Объем строительно-монтажных работ по сравнению с январем 2021г. увеличился на 45,1% и составил 30,4 млрд. тенге.

В январе 2022г. 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 2021г. общая площадь введенных в эксплуатацию жилых домов составила 904 722 тыс. кв. м. Индекс физического объема введенного жилья к 2020г. составил 113%. Средние фактические затраты на строительство кв. м жилья в жилых домах индивидуальными застройщиками в январе 2022г. составили 55,3 тыс. тенге. Динамика ввода в эксплуатацию жилых зданий в 2021-2022гг. показана на рисунке 1.4.1.

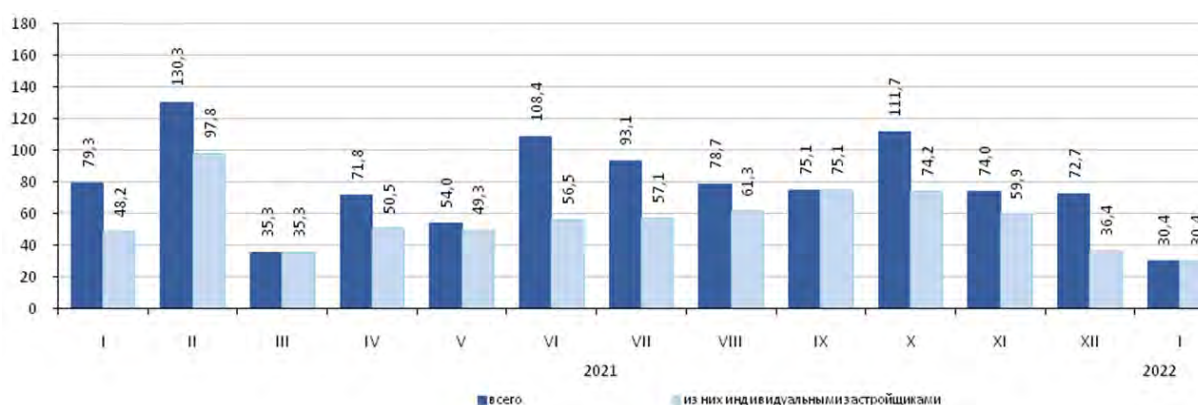


Рисунок 1.4.1 Динамика ввода в эксплуатацию жилых зданий в 2021-2022гг., тыс. кв. метров общей площади

Торговля

Объем розничной торговли за январь-декабрь 2021г. составил 338966,7 млн. тенге, что на 2,1% больше уровня соответствующего периода 2020г. Розничная реализация товаров торговыми предприятиями увеличилась на 8,5%, индивидуальными предпринимателями, в том числе торговыми на рынках, уменьшилась на 7,8% по

сравнению с январем-декабром 2020г. Доля продовольственных товаров в общем объеме розничной торговли составляет 34,1%, непродовольственных товаров – 65,9%. Объем реализации продовольственных товаров уменьшился по сравнению с январем-декабром 2020г. на 4,7%, непродовольственных товаров увеличился на 5,5%.

На 1 января 2022г. объем товарных запасов торговых предприятий (по отчитавшимся предприятиям) в розничной и оптовой торговле составил 25783,2 млн. тенге, в днях торговли – 42 дня.

Объем оптовой торговли за январь-декабрь 2021г. составил 3986069,8 млн. тенге или на 50% больше уровня соответствующего периода 2020г. В структуре оптового товарооборота преобладают непродовольственные товары и продукция производственно-технического назначения (96,8%).

Инвестиции

Объем инвестиций в основной капитал в 2021 г., составил 2 926 101 млн. тенге. Из них в работы по строительству и капитальному ремонту зданий и сооружений 1 449 420 млн. тенге, в машины, оборудование, инструмент -198 478 млн. тенге, на прочие капитальные работы и затраты - 1 278 203 млн. тенге.

Преобладающими источниками инвестиций в январе-декабре 2021 г. остаются собственные средства хозяйствующих субъектов, объем которых составил 2262,65 млрд. тенге. Кредиты банков составили 6,073 млрд. тенге, другие заемные средства – 493,609 млрд. тенге.

1.4.4. Существующие особо охраняемые природные территории (ООПТ)

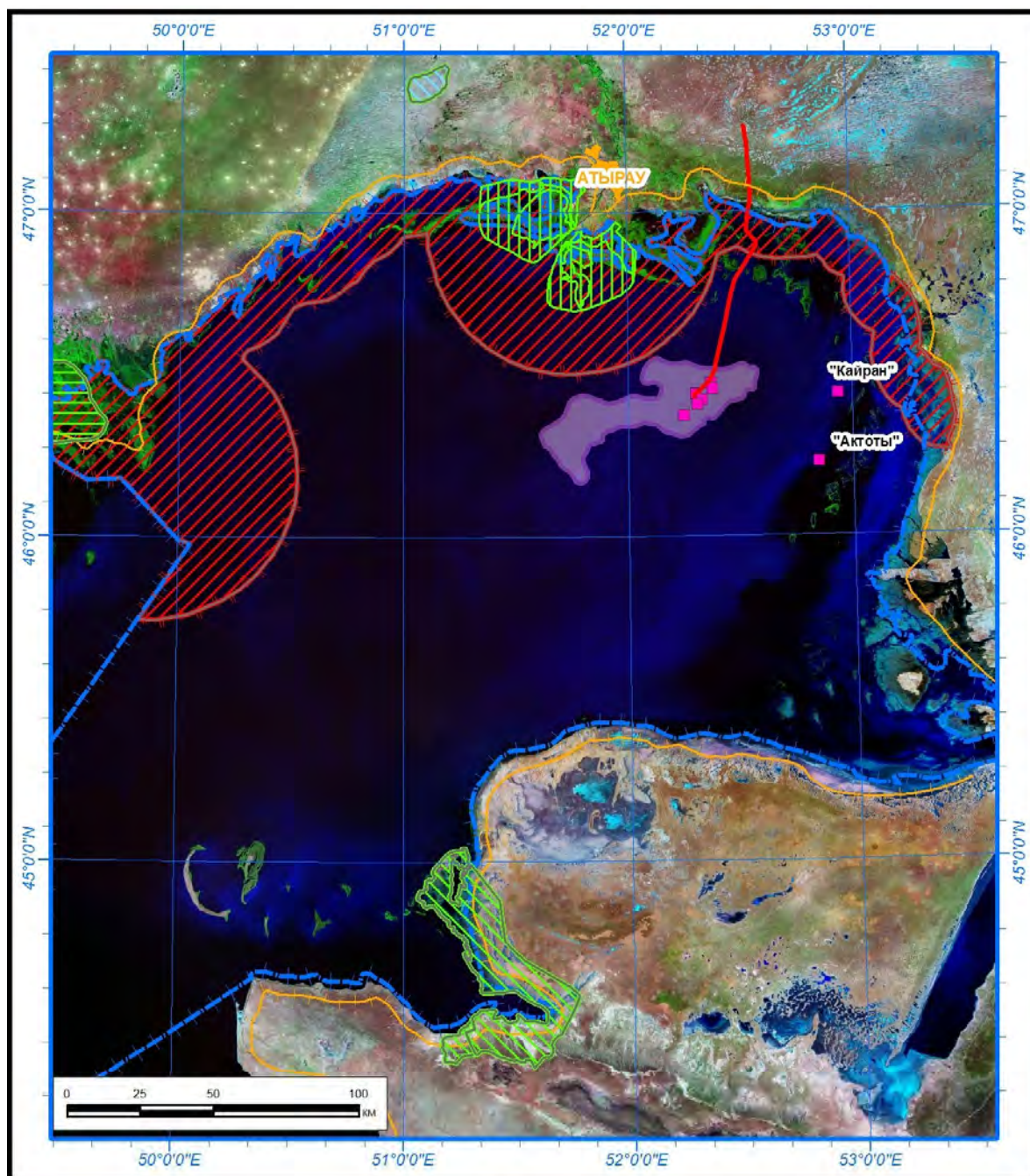
Особо охраняемая природная территория (ООПТ) – участки земель, водных объектов и воздушного пространства над ними с природными комплексами и объектами государственного природно-заповедного фонда, для которых установлен режим особой охраны.

Месторождение Актоты 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.



Условные обозначения











- | | |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none">  Участки с ограниченным режимом осуществления деятельности в государственной заповедной зоне Каспийского моря (ст. 269 Экологического кодекса РК, 2021 г.)  Граница предохранительной зоны (ст. 154 Кодекса РК «О недрах и недропользовании»)  Граница государственной заповедной зоны в северной части Каспийского моря | <p>Существующие особо охраняемые природные территории РК</p> <ul style="list-style-type: none">  Водоем особого государственного значения - озеро Жалтырколь  Государственный природный резерват «Ақжайық»  Новинский государственный природный заказник  Актау-Бузачинский государственный природный заказник |
| <p>Объекты Компании</p> <ul style="list-style-type: none">  Искусственные острова  Промысловые трубопроводы ОПР  Границы месторождения Кашаган | |

Рисунок 1.4.2 Особо охраняемые природные территории

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

- Государственная заповедная зона северной части Каспийского моря.
- Новинский государственный заказник.
- Государственный природный резерват «Акжайык».

Государственная заповедная зона северной части Каспийского моря. В настоящее время, в соответствии со ст. 268 Главы 19 Экологического кодекса РК «границы государственной заповедной зоны в северной части Каспийского моря устанавливаются Правительством Республики Казахстан».

В состав заповедной зоны входят:

- Акватория и пойма реки Жайык (Урал) (от разветвления реки Жайык (Урал) на рукава Золотой и Яицкий до устья реки Барбастау).
- Дельта реки Жайык (Урал) (от разветвления на эти же рукава) и восточная часть дельты реки Волги (в границах Казахстана).
- Акватория восточной части Северного Каспия, ограниченная с запада прямой линией от точки на побережье, находящейся на окончании сухопутной границы России и Казахстана, до точки с координатами 44°12' с.ш. и 49°24' в.д., с юга – прямой линией, проходящей от точки с вышеуказанными координатами до мыса Тупкараган (Тюб-Караган).

Здесь распространены ландшафты приморских песчаных и солончаковых равнин с тростниково-солянковой растительностью, песчаные острова и косы, недавно освободившиеся из-под моря, часть дельтовых ландшафтов Волги и Урала (Жайыка). Густые тростниковые заросли создают благоприятные условия для гнездования водоплавающих птиц.

Экологические требования при осуществлении хозяйственной и иной деятельности в государственной заповедной зоне в северной части Каспийского моря излагаются в Главе 19 Экологического кодекса РК.

Новинский государственный заказник (46°15' с.ш.; 49°45' в.д.), площадью 45,0 тыс. га, основан в 1967 году на одноименных островах и водной акватории для охраны водно-болотных угодий восточной части дельты Волги на границе Казахстана и России.

В заказнике охраняются редкие виды растений: водяной орех, лотос орехоносный, дрема астраханская, кувшинка белая, а также представители животного мира: выхухоль, речной бобр, длинноиглый еж, 27 видов птиц (розовый и кудрявый пеликаны, фламинго, лебедь кликун, малая белая цапля, желтая цапля, колпица, белоглазая чернеть и др.

Государственный природный резерват «Акжайык» создан Постановлением Правительства Республики Казахстан № 119 от 6 февраля 2009г. с целью охраны водно-болотных угодий международного значения, согласно Рамсарской конвенции об охране водных и околоводных птиц и их местообитаний.

Государственный природный резерват «Акжайык» расположен на территории г. Атырау и Махамбетского района Атырауской области. Общая площадь 111500 га, из них на землях Махамбетского района – 57595 га, на землях г. Атырау – 53905 га.

Резерват охватывает дельту реки Жайык и прилегающие водно-болотные угодья переходной зоны море-суша. Растительность представлена густыми высокими (3-6 м) зарослями тростника (*Phragmites australis*), рогоза (*Typha angustifolia*, *T.laxa*, *T.minima*) в воде и тростниково-клубнекамышевыми сообществами (*Phragmites australis*, *Bolboschoenus maritimus*) на суше. В подводном ярусе преобладают макрофиты из родов (*Potamogeton*, *Ceratophyllum*, *Miriophyllum*, *Najas*, *Ruppia* и др.). В лагунах междуречья Волга-Жайык встречаются виды, занесенные в Красную Книгу: кувшинка белая (*Nymphaeae alba*), лотос орехоносный (*Nelumbo nuciferum*), альдрованда пузырчатая

(*Aldrovanda vesiculosa*) и водяной орех (*Trapa natans*). Последние два вида отмечены также в дельте Жайыка.

В дельте реки Жайык (Урал) и на прилегающем побережье моря зарегистрировано 292 вида птиц. В список МСОП и в Красную книгу РК занесено 26 видов птиц. Общее количество птиц в период миграций, по экспертным оценкам, достигает 3 млн. особей.

На территории резервата обитает 76 видов из зарегистрированных для Каспийского моря 126 видов и подвидов рыб и круглоротых, относящихся к 17 семействам. Главенствующее положение среди них занимают карповые рыбы – 42 вида и подвида, далее следуют бычковые – 32-35 и сельдевые рыбы – 18 видов и подвида. Все другие семейства, включая осетровых, представлены не более чем 1-7 видами. Основными промысловыми видами в настоящее время являются вобла, лещ, сазан, судак, жерех, сом.

Археология и культурное наследие

В региональном контексте находки архаических каменных орудий на территории Западного Казахстана свидетельствуют, что регион обжился с древнейших времен. Стоянки речного и озерного типа первобытного человека, характерные для этого региона, относятся к позднему неолиту и энеолиту. Культура неолитических племен этого района имеет аналогии в культуре неолита Южного Урала, Северного Казахстана и Приаралья, что свидетельствует о сложных исторических процессах, происходивших в этот период в Северо-Западном Казахстане.

На территории области исследовано более тысячи памятников истории, археологии, архитектуры и монументального искусства (из них 54 исторических, 119 монументального искусства, 43 – археологических, 150 – архитектурных и более 800 культовых сооружений) напоминают потомкам о величии духовного наследия предков.

На местах древних поселений сохранилось множество каменных изделий, глиняная посуда, наконечники стрел. Стоянки древнейших скотоводов были найдены в Денгизском (ныне Курмангазинском) районе неподалеку от колодца Коныр Кудук, бархана Кок Мурун, около поселка Новый Уштаган и бархана Кадыр Гали, у зимовья Сазды. Судя по площади стоянок-стойбищ, древние скотоводы пользовались небольшими по размерам наземными жилищами.

Крупнейший археологический памятник Атырауской области – городище Актобе (Индерский район) – представляет собой остатки золотоордынского караван-сарая, существовавшего в XII-XIV веках на караванном пути из Нижнего Поволжья в Среднюю Азию.

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

Мавзолей Жубан-Там, увенчанный шлемовидным куполом, сложен из горного зернистого ракушечника светло-кремового цвета. Нижний ярус заполнен красочным орнаментом с контурной резьбой. Стены и купола построены без связывающих материалов. Возводился в течение 10 лет (с 1898 до 1908 г.). Мавзолей Асалы-Кокетай, построенный в 1877 году мастерами Раимом, Назаром, Бейкеубаем, представляет собой купольное сооружение квадратное в плане. Купол увенчан фигурным шпилем. До революции местом паломничества была мечеть Дуйсека, построенная Дуйсеком Данлыкулы из рода таз. Мечеть расположена в центре родового кладбища в г. Кульсары. Под охраной государства находятся также мавзолеи Макаша (XIX в.), Ускенбая (XX в.), Махамбета Утемисова (XIX в.) и др.

В нижнем течении реки Сагыз в урочище Аккум открыто несколько поселений эпохи неолита (3-4 тыс. до н.э.). находки – каменный топор, следы очагов и другое свидетельствуют о занятиях древних жителей охотой, рыболовством и собирательством

плодов. Могильники в песках Азгыр вблизи рудников Сарыкамыс имеют традиции захоронения сарматской культуры. Много памятников периода Золотой орды - остатки городов 13-14 вв., караван-сараев, крепостей-укреплений, колодцев, систем орошения, могильников. На месте городищ Сарайчик, Тендик (Актобе), Кайнар, Ушкан ведутся археологические раскопки.

На юго-восточной границе области, в районе *песков Сам* расположен мавзолей Артыка - памятник казахского культово-погребального зодчества XIX века. Богатый орнамент мавзолея выполнен в технике, применявшейся ещё в XII веке при строительстве знаменитого мавзолея Айша-биби.

2. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Пробная эксплуатация месторождения Актоты намечается с целью уточнения имеющейся и получения дополнительной информации о геолого-промысловых характеристиках пласта, комплексного геолого-геофизического и гидродинамического исследования скважин.

За период пробной эксплуатации будут определены параметры, которые позволят рационально использовать ресурсы и методы, необходимые для дальнейшего проектирования и регулирования процесса промышленной разработки, уменьшить технический и экономический риск проведения в дальнейшем разработки месторождения.

Планируемый срок пробной эксплуатации месторождения - 3 года.

2.1. Рассмотренные варианты пробной эксплуатации месторождения

Компанией рассмотрено две концепции (10.0 и 2.0) пробной эксплуатации газоконденсатного месторождения Актоты, отличающихся количеством скважин к бурению, наземным строительством и обустройством, которое в свою очередь связано с конечной точкой поставки и приема добываемых углеводородов.

Две концепции были выбраны для того, чтобы представить потенциальные возможности освоения, для подтверждения которых потребуются дополнительная информация по продолжительным гидродинамическим и другим исследованиям скважин, которую планируется собрать в процессе реализации пробной эксплуатации.

По результатам предварительной оценки различных концепций в качестве основной (рекомендуемой) концепции дальнейшего освоения месторождения Актоты выбрана Концепция 10. Концепция 2.0 выбрана в качестве альтернативного варианта.

Концепция 10.0 - вариант 1 (рекомендуемый)

Предусматривается совместная разработка месторождений Актоты, Кайран и Кашаган. Пробная эксплуатация месторождения Актоты планируется в 2051 году, когда месторождение Кайран уже будет в полномасштабной разработке. На месторождении Актоты добыча продукции будет осуществляться из 5-ти новых скважин. Скважины будут эксплуатироваться в режиме естественного истощения. Добываемая продукция с месторождения Актоты будет поступать на существующую НТУ, где уже идет переработка продукции месторождений Кайран и Кашаган.

Общая схема пробной эксплуатации месторождений Актоты, Кайран и Кашаган приведена на рис. 2.1.1.

Основные технологические решения:

- газ подвергается осушке триэтиленгликолем (ТЭГ) и направляется для закачки в пласт на месторождение Кашаган;
- основная часть топливного газа поставляется третьей стороной, а резервный газ отбирается из сети топливного газа в г. Кульсары. Электроэнергия вырабатывается самостоятельно;
- техническая вода поставляется из магистральных трубопроводов КТО. Пластовая вода после очистки сбрасывается в пруды испарители;
- многофазные трубопроводы изготавливаются из труб с механической футеровкой из КСС и оборудуются электрическим подогревом для контроля за образованием гидратов и отложений парафинов;

- насыпная дорога служит средством доступа на центр бурения месторождения Актоты в целях бурения, строительства и эксплуатации. На морском и наземном участке отдельно прокладываются многофазные трубопроводы.

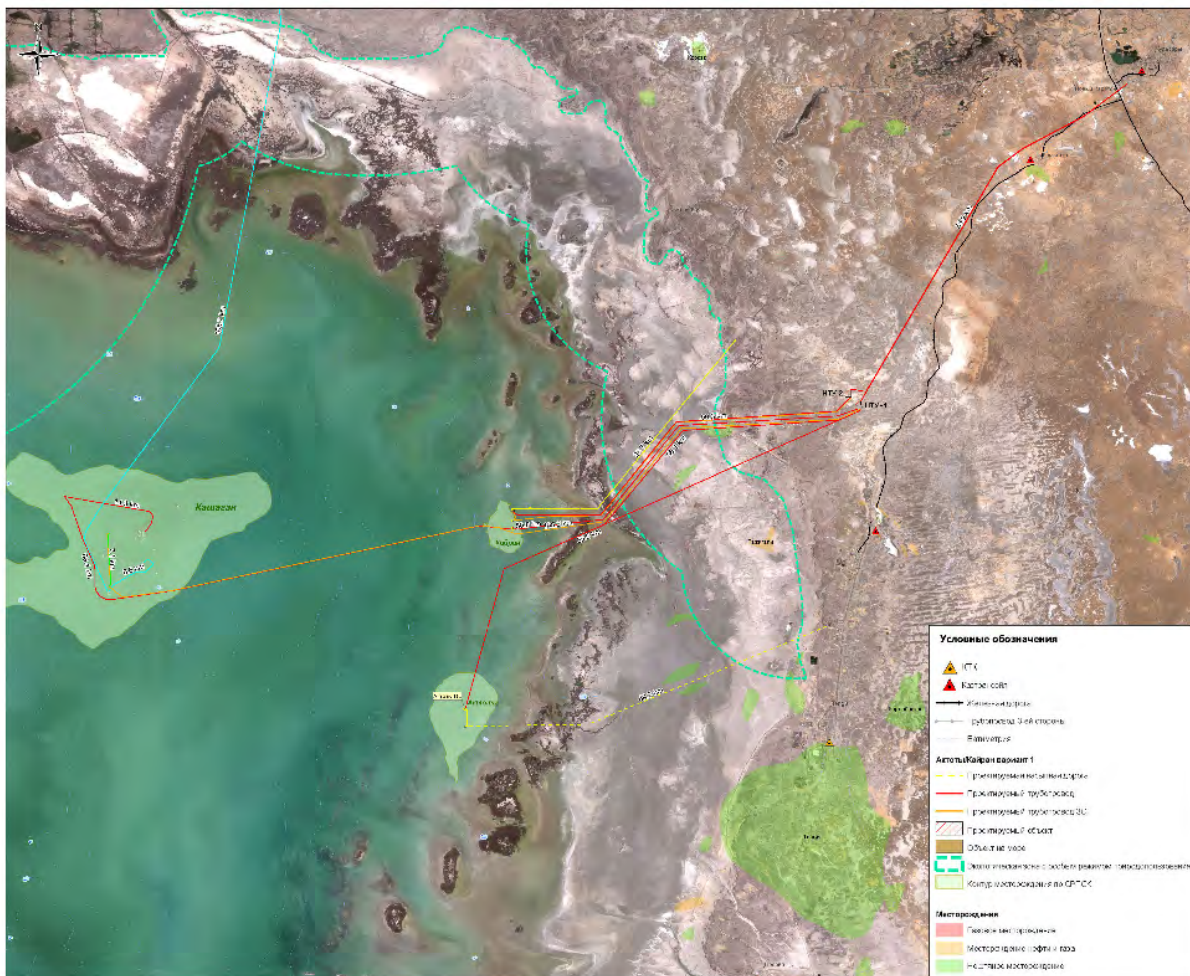


Рисунок 2.1.1 Общая схема месторождений Актоты, Кайран и Кашаган

Концепция 2.0 - вариант 2

Освоение месторождения Актоты будет производиться отдельно от месторождений Кашаган и Кайран (самостоятельное освоение месторождения Актоты) с бурением 11-ти новых добывающих скважин на искусственных островах DC-01 (6 скв.) и DC-02 (5 скв.), без поддержания пластового давления (ППД) в режиме естественного истощения и самостоятельной подготовкой на наземном комплексе. Период пробной эксплуатации с 2036 года по 2038 год.

Общая схема самостоятельной эксплуатации месторождения Актоты приведена на рис. 2.1.2.

Основные технологические решения:

- бурение 11-и новых добывающих скважин;
- разработка залежей на режиме истощения;
- новая наземная технологическая установка (НТУ) для самостоятельной подготовки нефти и газа;
- насыпная дорога от суши для доступа к центрам бурения (островам);
- полное обессеривание газа и подготовка до соответствия требованиям к качеству товарного газа;

- транспортировка газа к точке врезки в газовую сеть третьей стороны в г. Кульсары;
- транспортировка нефти товарного качества в магистральный нефтепровод;
- транспортировка серы по железной дороге.

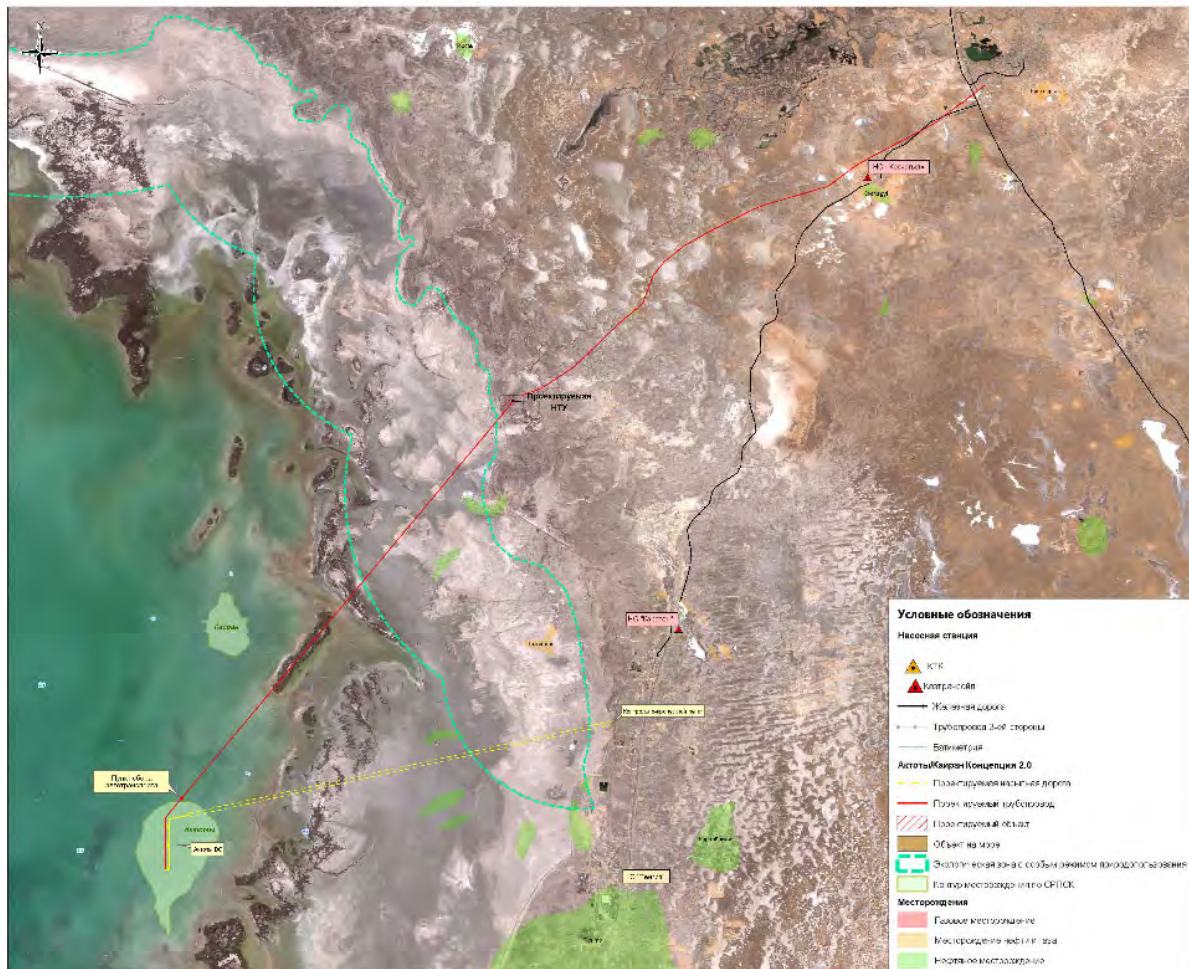


Рисунок 2.1.2 Общая схема самостоятельной эксплуатации месторождения Актоты

2.2. Технологические показатели пробной эксплуатации

Концепция 10.0 (вариант 1)

Проект пробной эксплуатации месторождения Актоты начинается в 2051 году с ввода в эксплуатацию центра бурения DC-01 с 5-ю скважинами, работающими в режиме естественного истощения.

Все скважины будут буриться в период подготовительных работ и будут вводиться в пробную эксплуатацию одновременно.

В период подготовительных работ будут производиться следующие работы:

- в 2045г. строительство насыпной дороги до искусственного острова DC-01;
- в 2046-2047гг. строительство искусственного острова DC-01;
- в 2047-2049гг. бурение 5 скважин на искусственном острове DC-01;
- в 2049-2050гг. обустройство на искусственном острове DC-01.

Срок пробной эксплуатации предлагается на три года, с 2051 года по 2053 год. Накопленная добыча газа и конденсата - 9,278 млрд. м³ и 4,706 млн.т, соответственно.

Предполагаемые объемы добычи газа и конденсата на срок пробной эксплуатации месторождения Актоты приводятся в таблице 2.2-1 – 2.2-2.

Таблица 2.2-1 Ожидаемые технологические показатели газа и конденсата на период совместной эксплуатации

Годы	Фонд скважин, ед.	Добыча газа, млрд.м ³	Накопленная добыча газа, млрд.м ³	Добыча конденсата, млн.т.	Накопленная добыча конденсата, млн.т.	Среднегодовой дебит на 1 скв. по газу, млн.м ³ /сут	Среднегодовой дебит на 1 скв. по конденсату, тыс.т/сут
2051	5	2,872	2,872	1,457	1,457	1,569	0,796
2052	5	3,118	5,990	1,582	3,038	1,704	0,864
2053	5	3,288	9,278	1,668	4,706	1,797	0,911

Таблица 2.2-2 Планируемая добыча продукции на месторождения Актоты в период совместной эксплуатации

Годы	Добыча конденсата			Добыча газа			Сырой газ для закачки		
	тыс.бар./сут	тыс. бар/год	тыс. тонн/год	тыс.ст. куб.фут/сут	млн.ст. куб.фут/год	млн.ст. м ³ /год	тыс.ст. куб.фут/сут	млн.ст. куб.фут/год	млн.ст. м ³ /год
2051	31	11478	1456.6	273548	99846	2872.0	273548	99846	2872.0
2052	34	12462	1581.6	296194	108408	3118.3	296194	108408	3118.3
2053	36	13141	1667.7	313178	114310	3288.1	313178	114310	3288.1

Концепция 2.0 (вариант 2)

Для данного варианта планировалось пробурить 11 скважин с двух искусственных островов DC-01 и DC-02 и построить наземную технологическую установку подготовки нефти и газа проектной мощностью по нефти 94 тыс. бар/сут, по газу 726 млн. ст. куб. фут/сут, по сере 7000 тонн в сутки.

Начало пробной эксплуатации – с 2036 года, завершение – 2038 год. Накопленная добыча газа и конденсата к концу этого срока – 22,214 млрд. м³ и 11,266 млн. т, соответственно.

Предполагаемые объемы добычи газа и конденсата на срок пробной эксплуатации месторождения Актоты приводятся в таблице 2.2-3 – 2.2-4. 5

Таблица 2.2-3 Ожидаемые технологические показатели газа и конденсата на период самостоятельной пробной эксплуатации

Годы	Фонд скважин, ед.	Добыча газа, млрд.м ³	Накопленная добыча газа, млрд.м ³	Добыча конденсата, млн.т.	Накопленная добыча конденсата, млн.т.
2036	11	7,418	7,418	3,762	3,762
2037	11	7,398	14,816	3,752	7,514
2038	11	7,398	22,214	3,752	11,266

Таблица 2.2-4 Планируемая добыча продукции месторождения Актоты в период самостоятельной пробной эксплуатации

Годы	Добыча конденсата			Добыча газа			Закачка сырого газа		
	тыс. бар/сут	тыс. бар/год	тыс. тонн/год	тыс. ст. куб.фут/сут	млн.ст. куб.фут/год	млн.ст. м ³ /год	тыс. ст. куб.фут/сут	млн.ст. куб.фут/год	млн.ст. м ³ /год
2036	81	29646	3762.3	704619	257890	7418,2	0	0	0
2037	81	29565	3752.0	704919	257186	7397,9	0	0	0
2038	81	29565	3752.0	704619	257186	7397,9	0	0	0

Состав и свойства пластового газа

По месторождению Актоты параметры пластового газа определялись при испытании скважин АК-1БС1 и АК-2.

Замеренные средние значения состава и свойств пластового газа приведены в табл. 2.2-5.

Таблица 2.2-5 Параметры пластового газа месторождения Актоты

Параметры	Ед. изм.	Объекты I & II
<i>Параметры середины объекта по эффективному объему</i>		
Абсолютная отметка	м	-4230
Начальное пластовое давление ($P_{пл}^{нач}$)	МПа	78,02
Пластовая температура ($T_{пл}$) при 1,5°C/100м	°C	97,0
Температурная поправка (f)		0,792
<i>Состав пластового газа</i>		
H ₂ S	% мольн.	23,9
CO ₂	% мольн.	7,7
N ₂	% мольн.	0,6
C ₁	% мольн.	50,1
C ₂	% мольн.	5,2
C ₃	% мольн.	2,1
i-C ₄	% мольн.	0,5
n-C ₄	% мольн.	1,1
C ₅₊	% мольн.	8,7
Молярная масса пластового флюида	г/моль	35,30
Мольная доля сухого газа в пластовом флюиде	д.ед.	0,919
<i>Содержание компонентов в сухом газе при 20°C</i>		
C ₂	г/м ³	70,9
C ₃	г/м ³	39,8
C ₄	г/м ³	6,4
CO ₂	г/м ³	153,8
H ₂ S	г/м ³	365,8
Газовая сера	г/м ³	344,1
<i>Компоненты C₅₊ при 20°C</i>		
Содержание	г/м ³	467,0
Молярная масса	г/моль	160,9
Плотность	кг/м ³	798,2
<i>Свойства пластового газа</i>		
Давление начала конденсации ($P_{нк}$) при $T_{пл}$	МПа	32,52
Коэффициент сверхсжимаемости пластового газа (Z _{нач}) при $T_{пл}$ & $P_{плнач}$	д.ед.	1,616
Поправка на отклонение от закона Б-М		0,619
Коэффициент сверхсжимаемости остаточного пластового газа (Z _к)	при 0,1 МПа	1,000
Плотность пластового газа при $T_{пл}$ & $P_{плнач}$	кг/м ³	555,5
Вязкость пластового газа при $T_{пл}$ & $P_{плнач}$	мПа*с	0,1046
Примечание: * - состав пластового газа принят по средним значениям лаборатории Corelab (BH&WH)		

Газ можно классифицировать как полужирный, высокосернистый, с высоким содержанием углекислого газа и низким содержанием азота.

Свойства стабильного конденсата

Исследование сырого конденсата месторождения Актоты проводилось по пробам, отобраным при исследовании скважин АК-1БС1 и АК-2. Результаты физико-химических исследований приведены в таблице 2.2-6.

Таблица 2.2-6 Физико-химические свойства стабильного конденсата месторождения Актоты

Показатели	Ед. изм.	Среднее значение
Плотность в градусах АНИ		45,58
Относительная плотность при 60/60 °F	г/м ³	0,792
Плотность при 20 °C	кг/м ³	795,0
Температура застывания	°C	<-42
Кинематическая вязкость	20	1,88
	37,8	1,25
	50	1,06
	70	0,87

Показатели		Ед. изм.	Среднее значение
Содержание	асфальтенов	% масс.	0,02
	хлористых солей	мг/л	40,00
	воды по ДС	% об.	0,11
	сероводорода	г/м ³	3,47
	меркаптанов	г/м ³	3,32
	серы	% масс.	1,29
	парафина	% масс.	3,39
	Ванадий	мг/кг	11,90
	Никель	мг/кг	0,25
Общее кислотное число		мгКОН/г	1,02
Фракционный состав	н.к.	°С	254
	5%		258
	10%		259
	20%		262
	30%		265
	40%		270
	50%		275
	60%		286
	70%		291
	80%		301
	90%		313
	95%	321	
	к.к.	328	
<i>Специальный анализ</i>			
Общее содержание серы при 391-419°С		% масс.	2,60
Органический хлорид (С5-230°С нафта)		мг/кг	2,30
Органический хлорид (сырая нефть)		мг/кг	1,40
Высшая теплотворная способность		ккал/кг	11014
Низшая теплотворная способность		ккал/кг	10314

Конденсат классифицируется как особо легкая, сернистая, с содержанием парафинов менее 6%.

Все топливные фракции конденсата месторождения Актоты могут являться сырьем для производства из них нефтепродуктов.

2.3. Техника и технология добычи газа и конденсата

Концепция 10.0 (вариант 1)

Скважинная продукция месторождения Актоты будет перерабатываться совместно с продукцией месторождений Кайран и Кашаган на действующей наземной технологической установке (НТУ). Технологическая блок-схема эксплуатации месторождений показана на рис. 2.3.1.

Скважинная продукция месторождения Актоты транспортируется по отдельному многофазному трубопроводу в шламоуловитель под давлением около 55 атм. на наземном комплексе, где осуществляется разделение на сернистый газ и жидкую фазу (нефть и воду). Жидкая фаза нагревается и подается в 3-х фазные сепараторы среднего давления (СД), где разделяется на нефть, газ и воду. Далее осуществляется осушка, обессоливание, стабилизация нефти с учетом требуемого давления насыщенных паров, демеркаптанизация, после чего нефть отправляют в резервуары хранения и на экспорт по магистральному нефтепроводу.

Газ из сепараторов СД и входных газожидкостных сепараторов, газы, отходящие из стабилизационной колонны, кислый газ из отпарных колонн и других установок низкого давления компримируется в компрессорах газа мгновенного испарения и подается на установку осушки ТЭГ. После осушки сухой сернистый газ поступает на установку регулирования точки росы углеводородов для выделения конденсата с учетом требований на входе компрессора закачки газа.

Весь сухой сернистый газ подается в бустерные компрессоры, откуда он направляется в компрессоры закачки сырого газа (ЗСГ) Кашаган.

Пластовые воды очищаются от сероводорода и нефтепродуктов и направляются по трубопроводу сточной воды в пруды-испарители.

После завершения пробной эксплуатации предполагается этап полномасштабного освоения месторождения Актоты.

Техническая вода подается по трубопроводу КТО, химреагенты и метанол поставляются железнодорожным/автомобильным транспортом на НТУ. Доставка метанола, химреагентов для закачки, баллонов с азотом, дизельного топлива для центра бурения Актоты осуществляется автоцистернами по насыпной дороге.

Для поддержания стабильного технологического режима работы DC-01 предусмотрена транспортная инфраструктура со следующими материальными и техническими средствами:

- метанол по реагентопроводам;
- химреагенты для закачки в скважины, магистральные линейные трубопроводы;
- инертный газ;
- дизельное топливо;
- промывочная жидкость для открытых дренажных систем;
- магистральный силовой кабель с оптоволоконном.

Ориентировочные параметры трубопроводов, по которым будет транспортироваться добываемый флюид, топливный газ и вода показаны в таблице 2.3-1.

Таблица 2.3-1 Ориентировочные параметры трубопроводов, которые будут использоваться при пробной эксплуатации месторождения Актоты

Вариант	Тип трубопровода	Длина, м	Диаметр, дюймы
1	Мультифазный трубопровод DC01 - НТУ	69500	26
	Газопровод для ЗСГ НТУ - ЗСГ Кашаган	103600	26
	Газопровод топливного газа установка 3-ей стороны - НТУ	2000	8
	Газопровод топливного газа НТУ - DC01	69500	4.5
	Нефтепровод НТУ (резервуарный парк) – магистральный нефтепровод	55300	20
	Водовод от КТО - НТУ	55300	8

Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации месторождения, НТУ и DC-01 оснащены факельными установками высокого и низкого давления.

Концепция 2.0 (вариант 2)

Сбор и транспорт многофазной продукции месторождения Актоты будут осуществляться по многофазному трубопроводу от DC-02 до DC-01 и от DC-01 до НТУ наземного комплекса по многофазному трубопроводу. Принципиальная технологическая схема самостоятельной эксплуатации месторождения Актоты показана на рис. 2.3.2.

После осушки, обессоливания и стабилизации на НТУ экспортируемая нефть транспортируется в магистральный нефтепровод.

Обессеренный газ транспортируется от НТУ в газотранспортную сеть Кульсары; сера транспортируется железнодорожными вагонами через железнодорожную станцию.

Пластовая вода после очистки сбрасывается в пруды-испарители.

В качестве средства доступа с наземного комплекса к центрам добычи DC-1 и DC-2 организована насыпная дорога, которая будет использоваться на всех этапах бурения, строительства и эксплуатации.

Источником водоснабжения ожидается магистральный водовод Астрахань – Мангышлак. Выработка электроэнергии на нужды НТУ и DC-01, DC-02 предполагается собственными газотурбинными установками. Доставка химреагентов будет осуществляться ж/д транспортом.

Ориентировочные параметры трубопроводов, по которым будет транспортироваться добываемый флюид, топливный газ и вода показаны в таблице 2.3-2.

Таблица 2.3-2 Ориентировочные параметры трубопроводов, которые будут использоваться при пробной эксплуатации месторождения Актоты

Вариант	Тип трубопровода	Длина, м	Диаметр, дюймы
2	Мультифазный трубопровод DC-02 - DC-01	2500	20
	Мультифазный трубопровод DC-01 - НТУ	58800	28
	Газопровод топливного газа НТУ – DC-01	58800	8
	Газопровод топливного газа DC-01 – DC-02	2500	8
	Нефтепровод НТУ – магистральный нефтепровод	60700	12.75
	Водовод от КТО до НТУ	60700	6.625

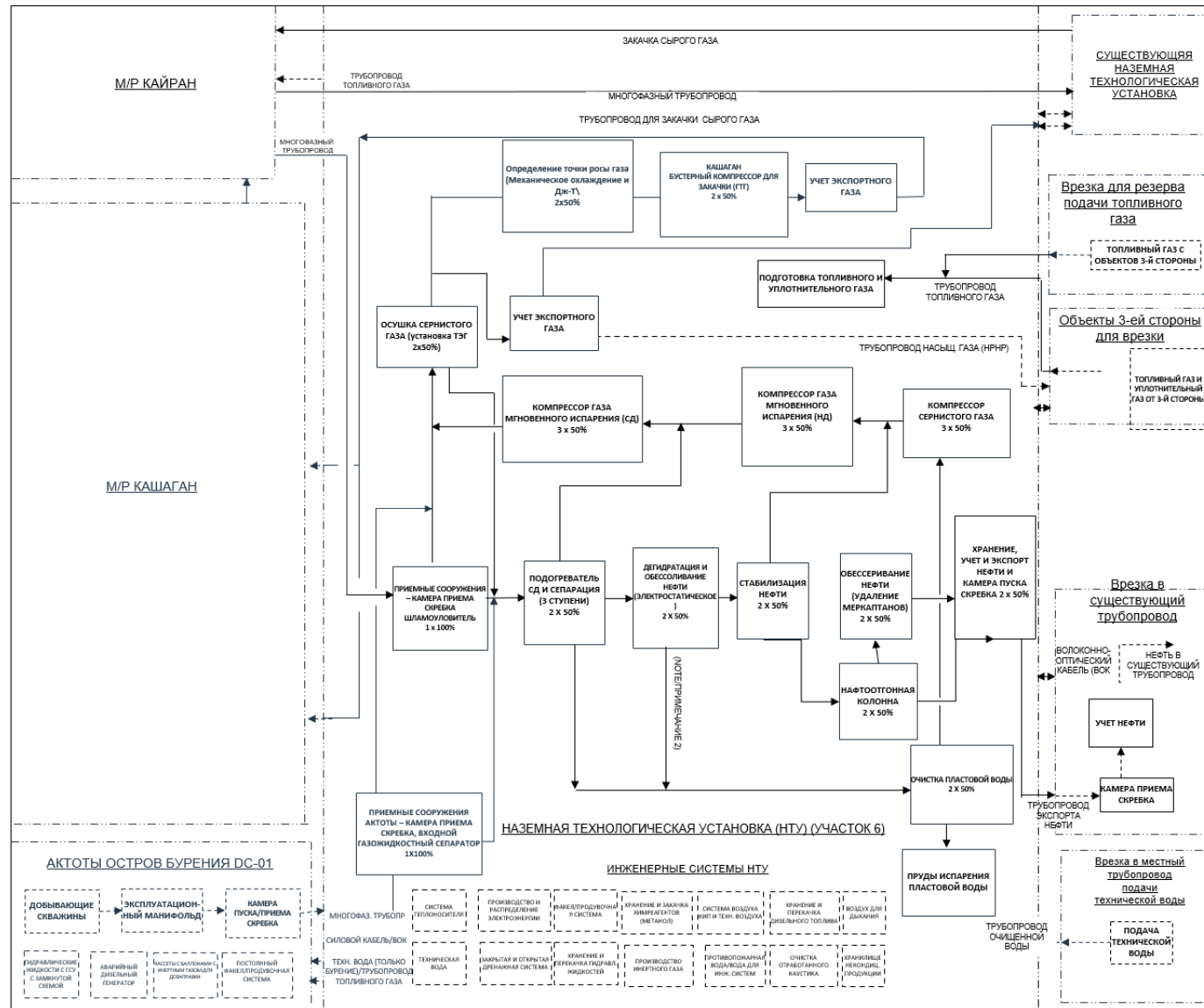


Рисунок 2.3.1 Технологическая блок - схема совместной эксплуатации месторождений Актоты, Кайран и Кашаган

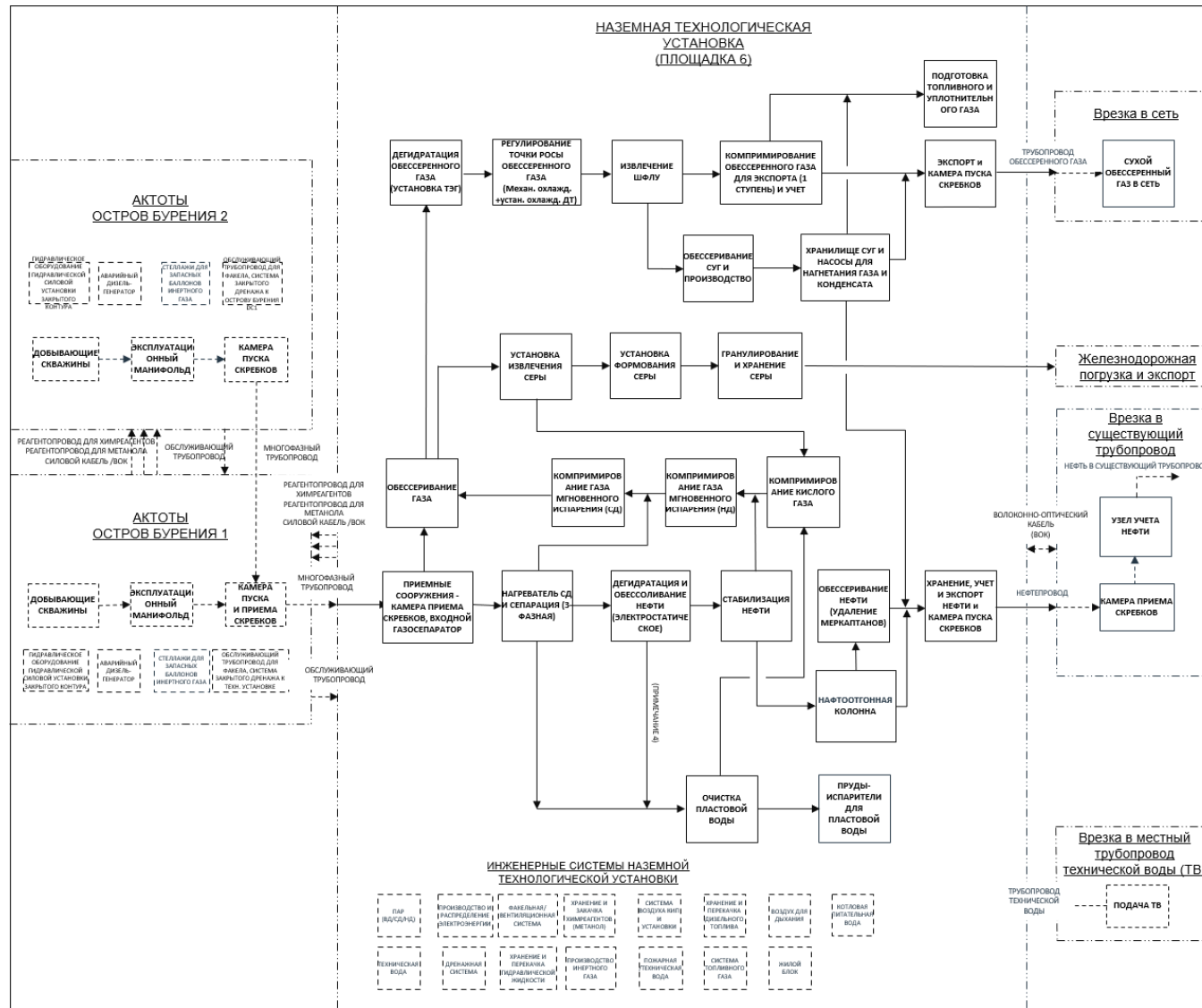


Рисунок 2.3.2 Принципиальная технологическая схема самостоятельной эксплуатации месторождения Актоты

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;
- установка сжигания хвостовых газов (термический инсинератор), снижающая выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- 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.

3. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

3.1. Характеристика современного состояния окружающей среды

Эпизодические экологические исследования окружающей среды на лицензионной территории Актоты начались в 2001г., с 2013г. они приобрели характер регулярных сезонных мониторинговых наблюдений (весна, лето, осень) за состоянием морской среды и биоты по Программам морского мониторинга воздействия в Казахском Секторе Каспийского моря (КСКМ), проводимых Компанией НКОК Н.В.

Исследования проводились в полном соответствии с утвержденными и действующими в настоящее время методиками, по стандартной сети станций, охватывающей лицензионные территории НКОК Н.В., на которых предусматривается или ведется разработка и освоение морских нефтегазовых месторождений. Обзорная схема расположения мониторинговых станций на месторождении Актоты приведена на рис. 3.1.1.

Характеристика современного состояния окружающей среды приводится по результатам производственного экологического контроля и мониторинга воздействия на контрактной территории НКОК Н.В. за 2019-2021гг., а также Фоновых экологических исследований по программе «Морские экологические исследования на месторождениях Актоты и Кайран, вдоль планируемых путей сообщения с сушей и трассы трубопровода экспорта продукции на наземный комплекс» за 2020г. и 2022г. (весна).

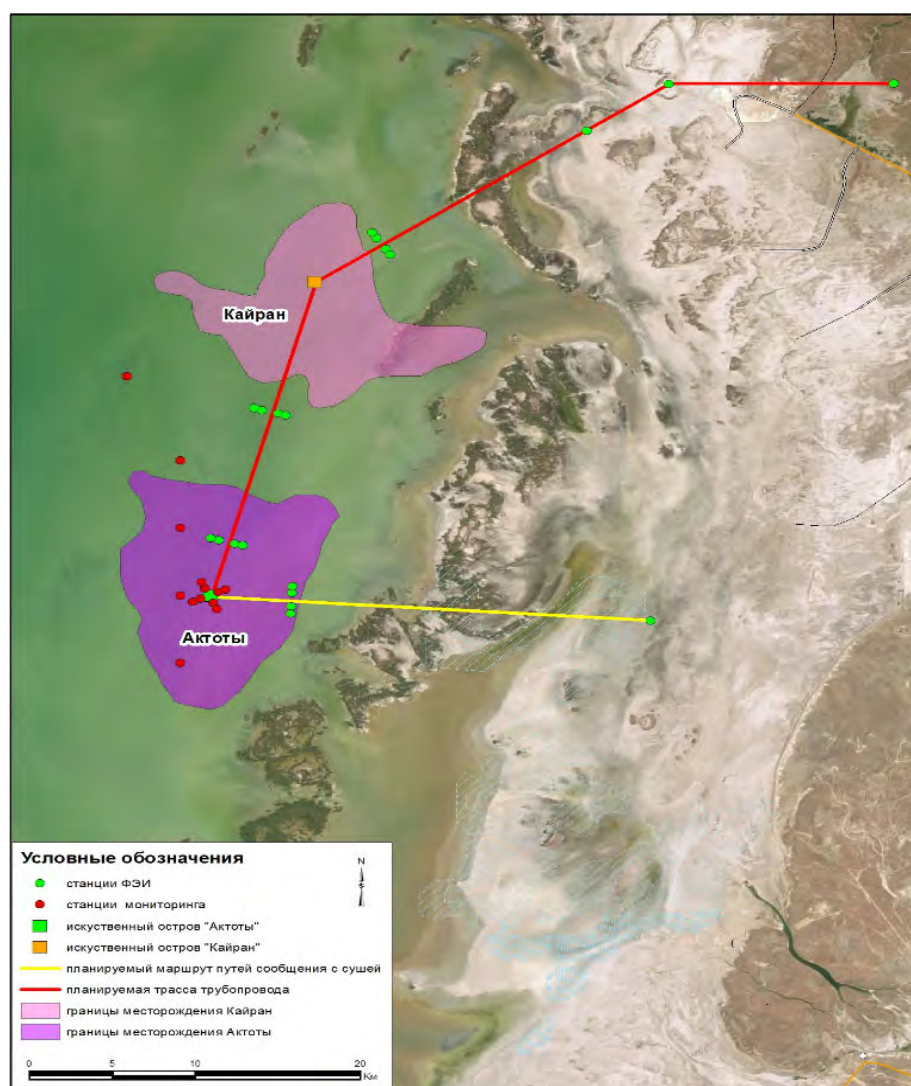


Рисунок 3.1.1 Обзорная схема расположения мониторинговых станций на месторождении Актоты, 2020 г.

3.1.1. Геологическая среда

Структура Актоты тектонически расположена в пределах южной части приграничной зоны Прикаспийского бассейна. Прикаспийский бассейн на юге ограничен складчатым поясом Карпинского, а на востоке складчатым поясом Уральских гор. Северная и Западная границы формируются восточным окончанием Восточно-Европейского кратона (Российская платформа).

В геологическом строении месторождения Актоты принимают участие породы от девона до современных отложений, выделяется надсолевой и подсолевой комплексы.

Нефтегазоносным является подсолевой комплекс. Подсолевой палеозойский комплекс представлен отложениями девона, карбона и нижней перми; надсолевой - отложениями от верхнепермских до четвертичных включительно.

3.1.2. Качество атмосферного воздуха в регионе

3.1.2.1. Акватория месторождения Актоты

В основу характеристики качества атмосферного воздуха в районе проектируемых работ положены результаты производственного экологического контроля и морского мониторинга воздействия на контрактной территории НКОК Н.В. за 2019-2022гг.

В целом по результатам исследований, метеорологические показатели соотносятся с естественной многолетней климатической динамикой в регионе.

Значения концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в акватории месторождения Актоты приведены в таблице 3.1.2-1.

Осенью 2021г. наблюдения за качеством атмосферного воздуха вокруг острова не проводились ввиду маловодия.

Таблица 3.1.2-1 Концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе (мг/м³)

Год	Сезон	СО	С ₁₂ -С ₁₉	С ₁ -С ₅	Н ₂ S	SO ₂	NO ₂	NO
	ПДК мг/м ³	5	1	50	0,008	0,5	0,2	0,4
2019	Весна	1,5	<0,5	<25	<0,004	<0,025	<0,02	<0,03
	Лето	1,53	<0,5	<25	<0,004	0,032	<0,02	<0,03
2020	Весна	<1,5	<0,5	<25	<0,004	0,041	<0,02	<0,03
	Лето	<1,5	<0,5	<25	<0,004	<0,025	<0,02	<0,03
	Осень	<1,5	<0,5	<25	<0,004	<0,025	<0,02	<0,03
2021	Весна	0,73	0,2	2,9	0,0009	0,00	0,01	0,003
	Лето	0,78	0,3	2,3	0,001	0,00	0,009	0,002
	Осень	-	-	-	-	-	-	-
2022	Весна	<1,5	<0,5	<25	<0,004	<0,025	<0,02	<0,03

Результаты замеров в период исследований 2019-2022гг. характеризуют состояние атмосферного воздуха значительно ниже установленных показателей ПДК_{м.р.} для населённых пунктов и характеризуют фоновое состояние воздушного бассейна.

3.1.2.2. Маршрут проектируемых трубопровода/путей сообщения с сушей

Значения замеров качества атмосферного воздуха по результатам «Морских экологических исследований на месторождениях Актоты и Кайран, вдоль планируемых путей сообщения с сушей и трассы трубопровода экспорта продукции на наземный комплекс» приведены в табл. 3.1.2-2.

Таблица 3.1.2-2 Концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе (мг/м³)

Год	Сезон	СО	С ₁₂ -С ₁₉	С ₁ -С ₅	Н ₂ S	SO ₂	NO ₂	NO
	ПДК мг/м ³	5	1	50	0,008	0,5	0,2	0,4
2020	Весна	1,26	0,022	3,73	0,0011	0,006	0,004	<0,002
	Лето	0,98	0,057	6,54	0,001	0,007	0,006	0,003
	Осень	0,69	0,030	3,11	0,0011	0,003	0,003	0,006
2022	Весна	<1,5	<0,5	<25	<0,004	<0,025	<0,02	<0,03

Качество атмосферного воздуха на трассе трубопровода, как и в акватории собственно месторождения, соответствовало фоновому состоянию воздушного бассейна.

3.1.3. Водная среда

3.1.3.1. Акватория месторождения Актоты

Акватория месторождения Актоты и трассы проектируемого трубопровода расположены в прибрежной мелководной части Северо-восточного Каспия.

Рельеф морского дна – месторождение находится в пределах плоской слабо наклоненной к западу подводной равнины, обусловленной трансгрессивно-регрессивными этапами формирования котловины Каспийского моря, волновыми процессами, прибрежными течениями и сгонно-нагонными процессами.

Морское дно в акватории месторождения Актоты, трассы проектируемого трубопровода и проектных путей сообщения с сушей имеет плоский характер, резкие перепады рельефа отсутствуют.

Батиметрия – глубина водного слоя обусловлена зависимостью от сезона года, сгонно-нагонных процессов, общей тенденции изменения уровня моря и варьирует от менее 0,3 до 1,4 метров, средняя глубина на станциях наблюдений составляет 1,01 м, в отдельные сезоны подход к станциям наблюдения невозможен. Среднее положительное приращение годового уровня за 1978-1991гг. составило 14,3 см.

Различия в сезонном ходе уровня моря вызываются сезонной изменчивостью преобладающего направления ветра и его скорости, а также изменением атмосферного давления.

Уровень моря – фоновый уровень Каспийского моря подвержен значительным колебаниям. Реальный уровень Каспийского моря представляет собой композицию многолетних и короткопериодных изменений (сезонных и нагонных колебаний).

Уникальной особенностью Каспийского моря являются трудно прогнозируемые многолетние изменения уровня.

В целом, в последние годы наблюдается тенденция устойчивого снижения уровня моря. Динамика изменения уровня Каспийского моря начиная с 1992 до середины сентября 2020гг. по данным Морской службы спутникового мониторинга Copernicus Marine Environment Monitoring Service (CMEMS) приведена на рис. 3.1.3-1.

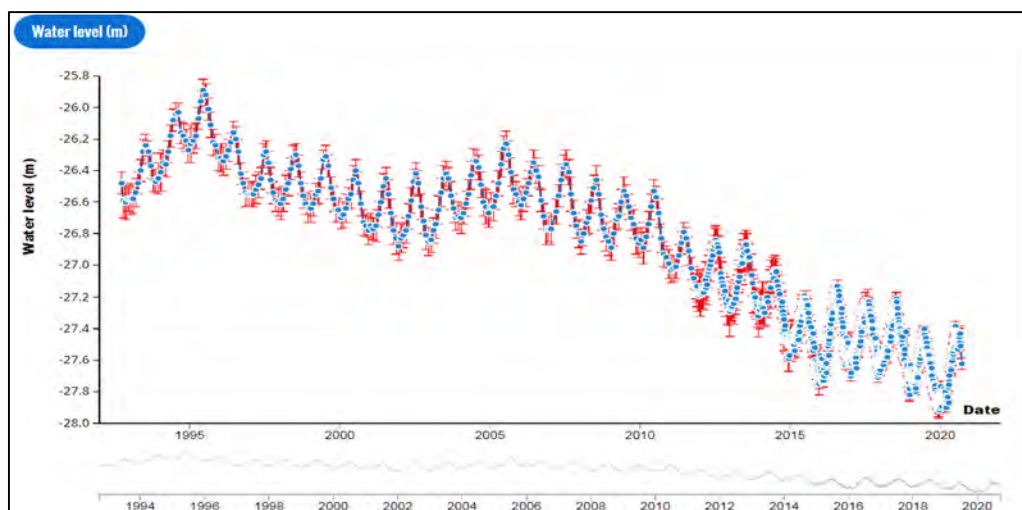


Рисунок 3.1.3-1 Динамика изменения уровня Каспийского моря в период с 1992 по 2020 гг.

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

Физико-химические параметры

Характеристика параметров водной среды акватории месторождения Актоты приведена только по одному поверхностному горизонту ввиду малых глубин.

Характеристика физико-химических параметров воды, определяемых *in situ*, приведена в табл. 3.1.3-1.

Таблица 3.1.3-1 Физико-химические параметры морской воды акватории месторождения Актоты, 2019-2022гг.

Год	Сезон	Глубина, м	Прозрачность, м	Мутность, NTU	Температура, °С	Растворенный кислород, мг/дм ³	pH	Соленость, ‰	Электропроводность, См/см
2019	Весна	0,88	0,3	47,54	18,78	9,23	9,21	7,11	12,43
	Лето	1,23	0,2	97,36	26,96	7,53	9,10	8,97	15,38
	Осень	0,9	0,2	135,5	13,10	10,08	8,84	7,15	12,55
2020	Весна	0,85	0,3	139,13	21,49	6,88	8,21	11,18	19,39
	Лето	1,05	0,4	84,54	24,79	6,55	8,26	6,65	11,73
	Осень	1,15	0,2	105,89	10,90	9,90	8,46	8,34	14,68
2021	Весна	1,1	0,3	73,8	24,6	7,65	8,6	9,35	15,4
	Лето	1,02	0,3	115,0	24,28	7,33	8,65	9,55	16,2
	Осень	0,95	0,3	124	8,2	10,45	8,28	10	17,5
2022	Весна	0,52	0,24	94,9	17,21	9,48	8,18	16,24	22,5

Температура воды зависела от сезона и времени проведения полевых исследований и колебалась в широких пределах от 8,2°С до 26,96°С.

Содержание растворенного кислорода весной колебались от 6,88 до 9,48 мг/дм³, летом от 6,55 до 7,53 мг/дм³, осенью от 9,90 до 10,45 мг/дм³.

Значения pH варьировали в пределах 8,18-9,21 весной, 8,26-9,10 летом и 8,28-8,84 осенью.

Колебания солености весной находились в пределах 7,11-16,24‰, летом – 6,65-9,55‰, осенью- 7,15-10,0‰.

Электропроводность вне зависимости от сезона отличалась небольшой дисперсией и колебалась в пределах 11,7-22,5 См/см.

Физико-химические параметры морской воды в районе месторождений Актоты в 2019-2022гг. находятся на уровне средних многолетних значений, типичных для прибрежных акваторий Северо-Восточного Каспия.

Во все года наблюдались хорошие условия насыщения воды кислородом, температуры воды соответствовали сезонным, соленость и электропроводность были близки к средним многолетним, колебания значений по мутности определялись динамикой ветра и волнениями.

Средние значения физико-химических параметров морской воды акватории месторождения Актоты по сезонам 2019-2022гг. приведены на рис. 3.1.3-2.

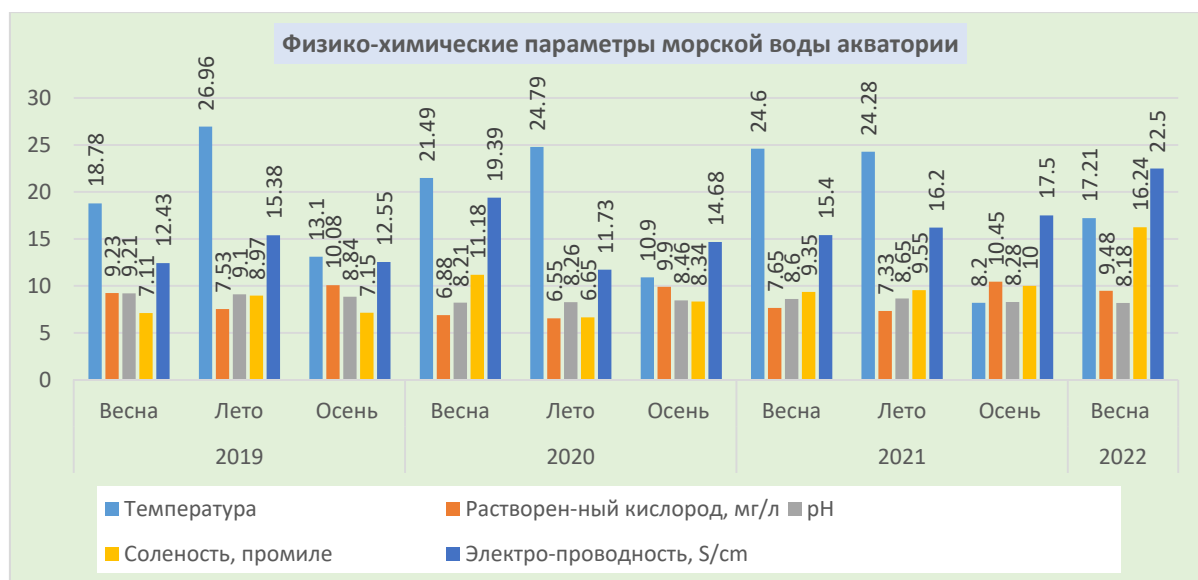


Рисунок 3.1.3-2 Физико-химические параметры морской воды акватории

Гидрохимические параметры

Гидрохимические параметры, наблюдаемые в акватории месторождения Актоты в 2019-2022 гг., сведены в табл. 3.1.3-2.

Таблица 3.1.3-2 Гидрохимические параметры морской воды акватории месторождения Актоты, 2019-2022 гг. мг/дм³

Год	Сезон	БПК ₅ , мг/дм ³	ХПК, мг/дм ³	С _{орг} , мг/дм ³	Азот аммон.	Азот нитрат.	Азот нитрит.	Азот общий	Фосфор общий	Фенол	ОКУ	СПАВ
2019	Весна	0,73	-	3,73	<0,016	<0,016	<0,016	<0,1	<0,002	<0,0007	<0,02	<0,005
	Лето	1,00	-	11,28	<0,016	<0,016	<0,016	<0,1	<0,002	<0,002	<0,02	<0,005
	Осень	1,1	-	<0,7	<0,016	<0,016	<0,016	<0,1	<0,002	<0,006	0,095	0,01
2020	Весна	1,50	57,25	9,3	<0,016	<0,016	<0,016	<0,1	<0,002	<0,0007	0,097	<0,005
	Лето	1,19	40,97	<0,7	<0,016	<0,016	<0,016	<0,1	<0,002	<0,0007	0,045	<0,005
	Осень	1,50	130,03	<0,7	<0,016	<0,016	<0,016	<0,1	<0,002	<0,0007	0,023	0,011
2021	Весна	1,2	-	8,0	<0,016	<0,016	<0,016	<0,1	<0,002	<0,0007	0,035	<0,005
	Лето	1,05	-	<0,7	<0,016	<0,016	<0,016	<0,1	<0,002	<0,0007	<0,02	<0,005
	Осень	0,8	<1,7	<0,7	<0,016	<0,016	<0,016	<0,1	<0,002	<0,0007	<0,02	<0,005
2022	Весна	1,6	59,8	5,8	<0,03	<0,005	<0,02	<1,0	<0,005	<0,005	<0,06	<0,015

Биологическое потребление кислорода

Значения БПК₅ колебались в пределах 0,73-1,6 мгО₂/дм³, минимум отмечался весной 2019 г., максимумы – весной 2020 и 2022 гг.

Вариации значений между сезонами и годами незначительны, соответствуют общей динамике изменений показателя в СВ Каспии.

Химическое потребление кислорода

В 2019г. ХПК не определялось, в 2020г. колебания значений находились в пределах 41-130 мгО₂/дм³, в 2021г. значения были ниже уровня определения анализом, весной 2022 г колебания значений находились в пределах 50-78,3 при среднем 59,8 мгО₂/дм³.

Органический углерод

Средние показатели концентрации органического углерода колебались от «ниже уровня определения» до 11,28 мг/дм³, закономерность распределения по сезонам отсутствовала.

Средние значения БПК₅ и органического углерода в воде акватории Актоты в 2019-2022гг. иллюстрирует рис. 3.1.3-3.

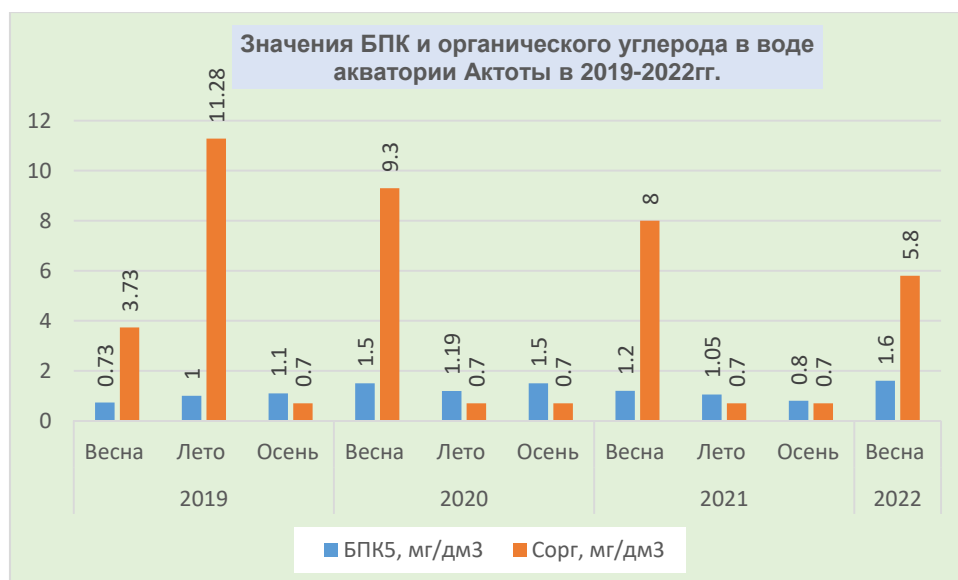


Рисунок 3.1.3-3 Значения БПК и органического углерода в воде акватории Актоты в 2019-2022гг.

Биогенные элементы

На протяжении периода наблюдений во все сезоны концентрации азота аммонийного, нитратного, нитритного, общего и общего фосфора были ниже уровня определения анализом.

Содержание фенолов, углеводов и СПАВ

Содержание фенолов и углеводов на протяжении периода наблюдений были ниже уровня определения анализом, содержания СПАВ колебались от «ниже уровня определения» до 0,011 мг/дм³.

Содержания химических элементов в воде

В таблице 3.1.3-3 представлены средние концентрации в воде акватории месторождения Актоты химических элементов в 2019-2022гг.

Таблица 3.1.3-3 Концентрации химических элементов в воде акватории Актоты, 2019-2022гг., мг/дм³

Год	Сезон	Al	As	Ba	Cr	Cu	Fe	Pb	Ni	V	Zn
2019	Весна	<0,007	0,0032	<0,007	<0,0003	0,004	<0,02	<0,0003	<0,0003	0,002	<0,003
	Лето	<0,007	<0,0003	<0,007	<0,0003	0,012	<0,02	<0,0003	<0,0003	0,003	<0,003
	Осень	<0,007	<0,0003	<0,007	<0,0003	0,014	<0,02	<0,0003	<0,0003	0,002	<0,003
2020	Весна	<0,007	<0,0003	<0,007	<0,0003	0,015	<0,02	<0,0003	<0,0003	0,003	<0,003
	Лето	<0,007	<0,0003	<0,007	<0,0003	0,003	<0,02	<0,0003	<0,0003	<0,00003	<0,003
	Осень	<0,007	<0,0003	<0,007	<0,0003	0,018	<0,02	<0,0003	<0,0003	0,002	<0,003
2021	Весна	<0,007	<0,0003	<0,007	<0,0003	0,018	<0,02	<0,0003	<0,0003	0,00135	<0,003
	Лето	<0,007	<0,0003	<0,007	<0,0003	0,0107	<0,02	<0,0003	<0,0003	0,00233	<0,003
	Осень	<0,007	<0,0003	<0,007	<0,0003	0,0136	<0,0003	<0,007	<0,0003	0,00239	<0,003
2022	Весна	<0,02	<0,001	<0,02	<0,001	0,0185	<0,100	<0,001	<0,001	<0,001	<0,01

Концентрации практически всех контролируемых элементов находились ниже уровня определения анализом.

В значимых концентрациях отмечены только медь (0,003-0,0185 мг/дм³) и ванадий (0,00135-0,00239 мг/дм³).

Выводы

Состояние морских вод месторождения Актоты в 2019-2022гг. было, с учетом сезонного фактора, близким к среднелетним значениям, наблюдаемым в акватории

Северного Каспия, незначительные вариации отдельных параметров обусловлены преимущественно сезонными изменениями.

3.1.3.2. Маршрут проектируемых трубопровода/путей сообщения с сушей

Физико-химические параметры

Характеристика физико-химических параметров воды, определяемых *in situ*, приведена в табл. 3.1.3-4.

Таблица 3.1.3-4 Физико-химические параметры морской воды трассы трубопровода.

Год	Сезон	Прозрачность, м	Мутность, NTU	Температура, °С	Растворенный кислород, мг/дм ³	pH	Соленость, ‰	Электропроводность, См/см
2020	Весна	0,24	150,1	23,7	6,5	8,2	11,1	19,6
	Лето	0,4	91,7	24,6	6,7	8,2	6,2	11,0
	Осень	0,1	112,1	9,9	9,7	8,5	8,0	14,2
2022	Весна	0,2	-	-	-	-	-	-

Физико-химические параметры морской воды трассы трубопровода иллюстрирует рис. 3.1.3-4.

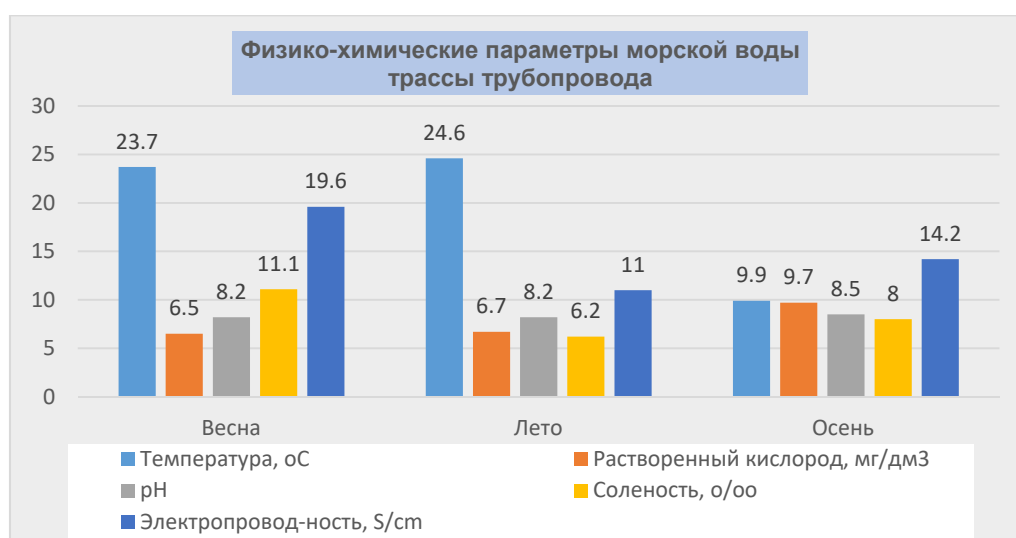


Рисунок 3.1.3-4 Физико-химические параметры морской воды трассы трубопровода/путей сообщения с сушей

Физико-химические параметры морской воды на трассе трубопровода/путей сообщения с сушей в 2020г. находились на уровне средних многолетних значений, типичных для прибрежных акваторий Северо-Восточного Каспия.

Гидрохимические параметры

Гидрохимические параметры, наблюдаемые по трассе трубопровода/путей сообщения с сушей в 2019-2022гг., сведены в табл. 3.1.3-5.

Таблица 3.1.3-5 Гидрохимические параметры морской воды трассы трубопровода, мг/дм³

Год	Сезон	БПК ₅ , мг/дм ³	ХПК, мг/дм ³	С _{орг} , мг/дм ³	Азот аммон.	Азот нитрат.	Азот нитрит.	Азот общий	Фосфор общий	Фенол	ОКУ	СПАВ
2020	Весна	1,45	50	-	<0,016	<0,016	<0,0016	<0,1	<0,002	<0,0007	0,137	<0,005
	Лето	1,22	45	-	<0,016	<0,016	<0,0016	<0,1	<0,002	<0,0007	0,1	<0,005
	Осень	1,53	102	-	<0,016	<0,016	<0,0016	<0,1	<0,002	<0,0007	0,08	0,019
2022	Весна	0,85	52,5	3,85	<0,03	<0,005	<0,02	<1,0	<0,005	<0,005	0,06	<0,015

Биологическое потребление кислорода

Значения БПК₅ колебались в пределах 0,85-1,53 мгО₂/дм³, минимум отмечался весной 2022 г, максимум – осенью 2020г.

Вариации значений между сезонами и годами незначительны, соответствуют общей динамике изменений показателя в СВ Каспии.

Химическое потребление кислорода

Значения ХПК находились в пределах 45-102 мгО₂/дм³, минимальные значения были приурочены к лету 2020 г, максимальные – к осени того же года.

Органический углерод

Концентрации органического углерода на трассе трубопровода в 2019-2021 гг. не определялись, среднее значение весной 2022 г. составляло 3,85 мг/дм³.

Биогенные элементы

На протяжении периода наблюдений во все сезоны концентрации азота аммонийного, нитратного, нитритного, общего и общего фосфора были ниже уровня определения анализом.

Содержание фенолов, углеводов и СПАВ

Содержание фенолов на протяжении периода наблюдений были ниже уровня определения анализом, углеводов варьировали в пределах 0,06-0,137 мг/дм³, содержания СПАВ колебались от «ниже уровня определения» до 0,019 мг/дм³.

Содержания химических элементов в воде

В таблице 3.1.3-6 представлены средние концентрации в воде химических элементов трассы трубопровода.

Таблица 3.1.3-6 Концентрации химических элементов в воде трассы трубопровода, мг/дм³

Год	Сезон	Al	As	Ba	Cr	Cu	Fe	Pb	Ni	V	Zn
2020	Весна	<0,007	<0,0003	<0,007	<0,0003	0,0148	<0,02	<0,0003	<0,0003	0,00252	<0,003
	Лето	<0,007	<0,0003	<0,007	<0,0003	<0,0003	<0,02	<0,0003	<0,0003	<0,00003	<0,003
	Осень	<0,007	<0,0003	<0,007	<0,0003	0,019	<0,02	<0,0003	<0,0003	0,002	<0,003
2022	Весна	<0,02	<0,001	<0,02	<0,001	0,0183	<0,100	<0,001	<0,001	<0,001	<0,01

Концентрации практически всех контролируемых элементов находились ниже уровня определения анализом.

В значимых концентрациях отмечены только медь (0,015-0,019 мг/дм³) и ванадий (0,002-0,00252 мг/дм³).

Выводы

Состояние морских вод трассы трубопровода/путей соединения с сушей в 2020 г. и весной 2022 г. было, с учетом сезонного фактора, близким к среднемноголетним значениям, наблюдаемым в акватории Северного Каспия, незначительные вариации отдельных параметров обусловлены преимущественно сезонными изменениями.

3.1.4. Донные отложения

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.

3.1.4.1. Акватория месторождения Актоты**Гранулометрический состав**

За период наблюдений 2001 по 2022 гг. гранулометрический состав донных отложений на месторождении Актоты оставался практически неизменным, незначительно отличаясь соотношением фракций различной крупности и их распределением под воздействием сезонных ветро-волновых процессов.

Состав донных осадков акватории месторождения за период 2019-2022 гг. по результатам морского мониторинга воздействия в Казахском секторе Каспийского моря приведен в табл. 3.1.4-1.

Таблица 3.1.4-1 Средний гранулометрический состав донных отложений на месторождении Актоты, 2019-2022гг.

Год	Сезон	Содержание основных гранулометрических фракций, %					Сорг, мг/кг
		Гравий, (> 2 мм)	Крупнозернистый песок (2-0,25 мм)	Мелкозернистый песок (0,25-0,05 мм)	Алеврит (0,05-0,005 мм)	Пелит (<0,005 мм)	
2019	Весна	9,7	27,0	50,7	4,5	8,1	3813,3
	Лето	4,4	18,7	67,1	3,4	6,4	6685,7
	Осень	1,5	18,0	72,8	2,5	5,1	3200
2020	Весна	4,9	28,3	61,3	1,9	3,6	4525
	Лето	9,1	28,3	54,1	4	4,5	5080
	Осень	6,6	35,1	46,1	3,6	8,6	3940
2021	Весна	12,1	33,9	42,7	4,7	6,6	2900
	Лето	14,6	34,7	44,2	2,8	3,7	4200
	Осень	8,5	34,1	45,6	9,8	2,1	3700
2022	Весна	9,2	25,5	57,2	2	6,1	4337,5

Как следует из приведенного материала, в 2019-2022 гг. в гранулометрическом отношении, независимо от сезона и года наблюдений, в осадках доминировали фракции мелкозернистого песка (0,25-0,05 мм). Доля мелкозернистого песка составляла 42-72%.

Вторыми по значимости были фракции крупнозернистого песка 2,0-0,25 мм, их доля в составе колебалась от 18 до 34,7%. Доля частиц крупнее 2,0 мм, представленных преимущественно обломками раковин колебалась от 1,5% до 14,6% и отличалась самой высокой дисперсией значений.

Алевритовая и пелитовая фракции в составе донных отложений имели приблизительно равную роль, их содержания колебались в пределах 1,9-9,8% и 2,1-8,6% соответственно.

Отчетливых тенденций смены соотношения фракций в зависимости от смены сезона не наблюдается.

От весны к осени в 2019г. доля мелкозернистого песка увеличивалась, а крупнозернистого песка и остальных фракций, наоборот, уменьшалась. В 2020г. доля мелкозернистого песка, наоборот, уменьшалась, а в 2021г. межсезонные различия в гранулометрическом составе вообще были минимальными.

В целом, несмотря на некоторые различия, гранулометрический состав донных отложений в течение года изменялся в незначительном диапазоне.

Характеристики гранулометрического состава донных отложений акватории Актоты по сезонам приведена на рис. 3.1.4-1.

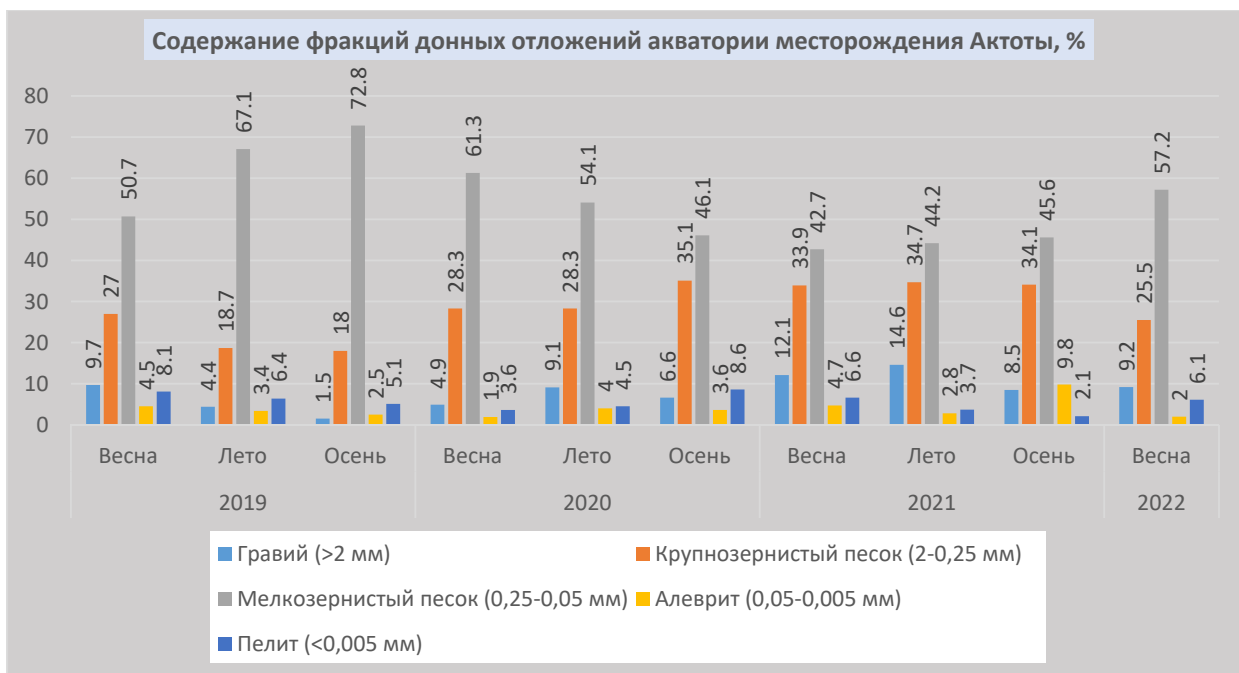


Рисунок 3.1.4-1 Характеристики гранулометрического состава донных отложений акватории Актоты по сезонам

Таким образом, в пределах обследованных участков гранулометрический состав донных отложений акватории месторождения Актоты в период с 2019 г. по 2022 г. находился в сравнительно устойчивом состоянии.

Органический углерод

Средние содержания органического углерода в донных осадках акватории за рассматриваемый период колебались от 2900 до 6685,7 мг/кг. Отмечается тенденция возрастания средних содержаний от весны к лету и дальнейшее снижение концентраций к осени.

В целом, содержания органического углерода в донных осадках акватории и их сезонная динамика соответствуют аналогичным акваториям Северного Каспия.

Содержание органического углерода в донных отложениях приведено на рис. 3.1.4-2.

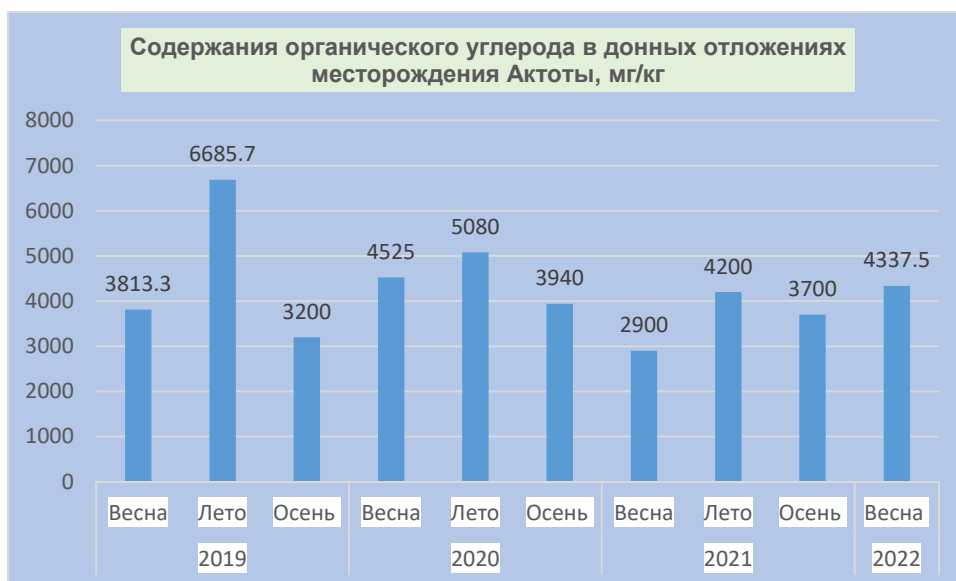


Рисунок 3.1.4-2 Содержание органического углерода в донных отложениях

Окислительно-восстановительный потенциал

Окислительно-восстановительный потенциал характеризует степень химической активности элементов или их соединений в обратимых химических процессах, т.е. величина Eh характеризует интенсивность и направленность окислительно-восстановительных процессов, протекающих в донных отложениях. В целом, положительные значения окислительно-восстановительного потенциала указывают на аэробные (окислительные) условия, отрицательные значения - на анаэробные.

Результаты определения окислительно-восстановительного потенциала (ОВП) в донных отложениях акватории Актоты в 2019г. приведены согласно отчету по Морскому мониторингу воздействия в Казахском секторе Каспийского моря, в 2020г. – с учетом фоновых наблюдений на трассе трубопровода (Краткий аналитический отчет по морским экологическим исследованиям на месторождениях Актоты и Кайран за период с 2001 по 2020 годы), в 2021г. определение ОВП не производились. Результаты за 2022 г. приведены по данным отчета весенней серии наблюдений.

Средние значения окислительно-восстановительного потенциала донных образований в акватории месторождения Актоты представлены в таблице 3.1.4-2.

Таблица 3.1.4-2 Значения окислительно-восстановительного потенциала донных отложений акватории Актоты, 2019-2022гг., мВ

Год	Сезон	Eh, 1 см	Eh, 4 см
2019	Весна	243,1	199,4
	Лето	193,7	129,9
	Осень	370,4	356,2
2020	Весна	132,6	101,2
	Лето	124,5	106,6
	Осень	264	-
2022	Весна	-63 – 195	-

В 2019г. значения ОВП в слое 1 см изменялись от 193 мВ до 370,4 мВ, минимальные значения потенциала в районе месторождения Актоты наблюдались в летний сезон исследований, 193,7 мВ на глубине 1 см и 129,9 мВ на глубине 4 см.

Весной исследуемого года значения потенциала колебались на глубине 1 см в пределах от 128 мВ до 408 мВ, на глубине 4 см от 108 мВ до 345 мВ.

Осенью фиксировались максимально высокие значения ОВП.

В 2020г. значения потенциала на месторождении Актоты изменялись весной в пределах 113-294 мВ на глубине 1 см, на глубине 4 см от 67 до 155 мВ.

В летний период зарегистрированы минимальные значения потенциала. В среднем значения потенциала на глубине 1 см составили 124,5 мВ, а глубине 4 см 106,6 мВ. Осенью редокс-потенциал измерялся только на глубине 1 см и в среднем по району месторождения составил 264 мВ.

Вариации ОВП весной 2022 г. находились в пределах от -63 до +195 мВ.

В целом, значения окислительно-восстановительного потенциала донных отложений изменялись в довольно широких пределах, не выходя в большинстве случаев за пределы окислительных условий, значения потенциала в поверхностном слое грунта выше, чем на глубине 4 см.

Значения ОВП в донных отложениях акватории месторождения показаны на рис. 3.1.4-3.

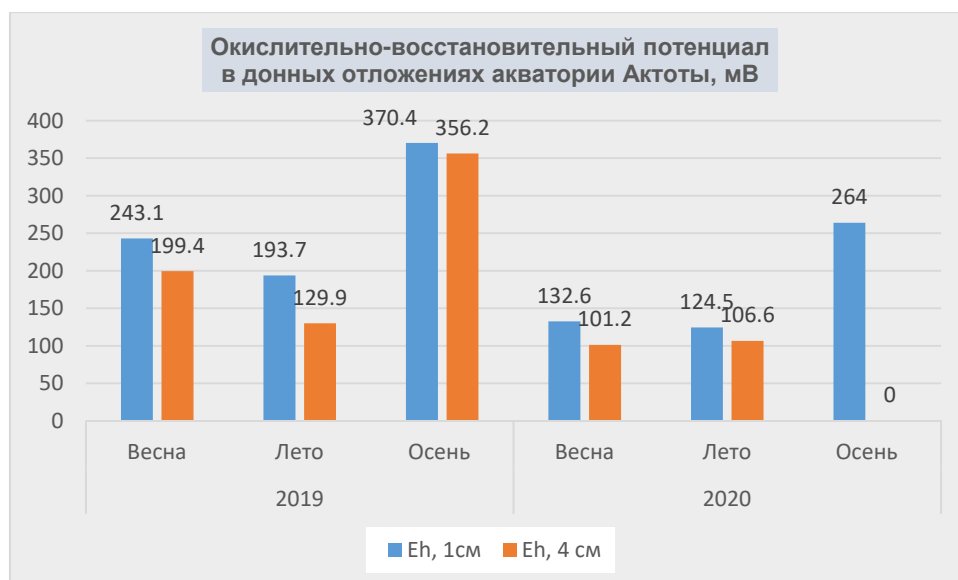


Рисунок 3.1.4-3 Окислительно-восстановительный потенциал в донных отложениях

ОКУ, ПАУ и фенолы

Концентрации углеводородов, ПАУ и фенолов в донных отложениях акватории Актоты в 2019-2022 гг. были ниже предела обнаружения.

Металлы в донных осадках

Концентрации ртути и кадмия были стабильно ниже уровня определения анализом.

Средние концентрации тяжелых металлов в донных отложениях акватории месторождения Актоты по сезонам за рассматриваемый период представлены в таблице 3.1.4-3 и на рисунках 3.1.4-4 и 3.1.4-5.

Таблица 3.1.4-3 Концентрации химических элементов в донных отложениях акватории Актоты, 2019-2022гг., мг/кг

Год	Сезон	As	Ba	Cr	Cu	Fe	Ni	Pb	V	Zn	Al
2019	Весна	1,95	88,20	7,44	3,13	3985,77	6,26	2,10	11,99	6,57	3087,15
	Лето	1,82	74,19	11,46	3,09	2638,00	6,40	2,60	10,53	9,33	2907,43
	Осень	2,65	69,30	9,18	2,87	1960,00	4,90	2,25	11,55	6,28	1503,50
2020	Весна	1,2	66,5	4,9	2,6	2206	5,4	2,2	8,3	5,4	2060
	Лето	1,19	63,2	5	2,2	2 400	4,7	2,1	6,5	6,4	2 069
	Осень	2,5	52,9	5,8	2,1	3024,4	5,7	2,4	7,9	6,7	3 356
2021	Весна	3,1	64,2	3,16	1,13	2341	3,37	1,66	6,08	<0,7	1072
	Лето	1,22	59,6	6,57	2,25	3667	5,22	2,34	7,88	6,5	3639
	Осень	2,73	60	3,23	1,17	1932	2,5	1,4	4,27	<0,7	973
2022	Весна	1,74	63,3	6,54	2,52	3554	5,96	2,05	8,81	6,34	3537

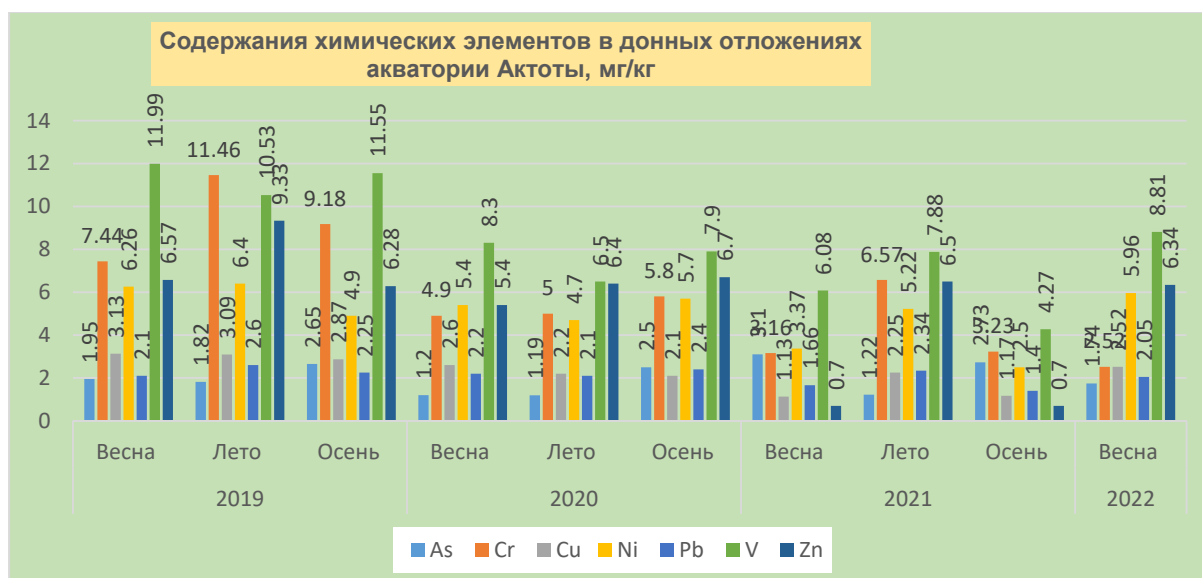


Рисунок 3.1.4-4 Содержание химических элементов в донных отложениях акватории Актоты

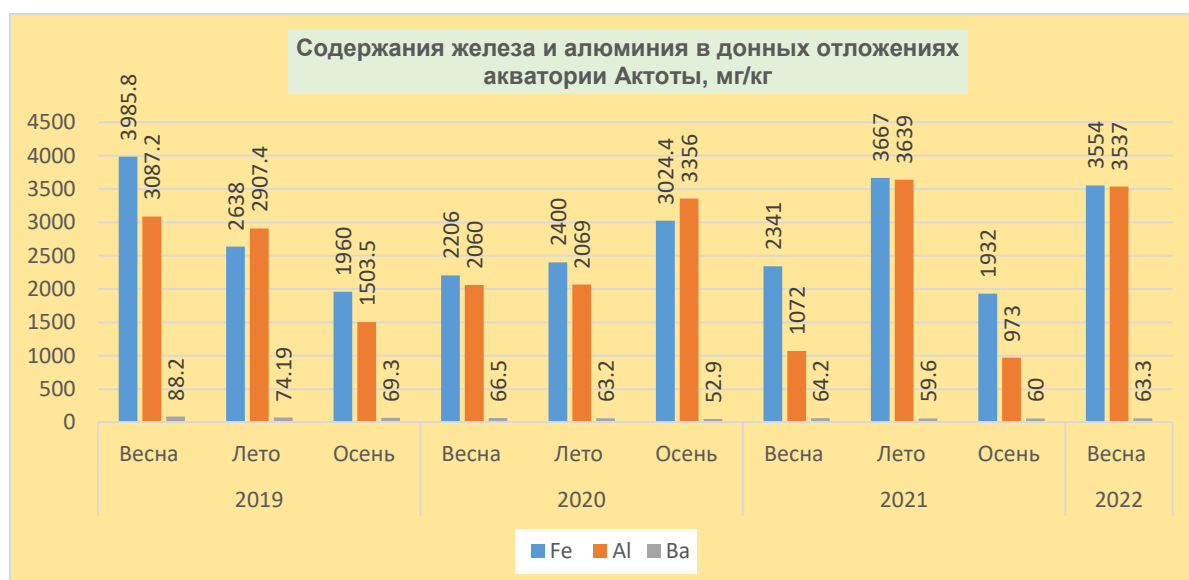


Рисунок 3.1.4-5 Содержание железа и алюминия в донных отложениях акватории

Наблюдаемые концентрации типичны для донных образований Северного Каспия, вариации концентраций обусловлены преимущественно сезонными изменениями геохимического равновесия и обменными процессами в системе донные осадки-морская вода.

Микробиологические характеристики донных отложений

На акватории месторождения Актоты состав бактериальных видов включал разные физиологические группы микроорганизмов, такие как сапрофитные бактерии, нефтеокисляющие, фенолоокисляющие, сульфатредуцирующие бактерии, тиобациллы.

Средняя численность бактериального сообщества варьировала в очень широких пределах – от 11800 до 3560000000 кл/г, биомассы – 0,001-4,28 мг/г. Минимальные значения численности фиксировались летом 2019 г., максимальные – осенью 2021г., в это же время отмечалась максимальная биомасса бактериального сообщества – 4,28 мг/г, минимумы биомассы были весной, летом и осенью 2019г.

Доминирующими представителями бактериального сообщества за указанный период были бактерии родов *Pseudomonas sp.*, *Bacillus sp.*, *Alcaligenes sp.*, субдоминировали -

Thiobacillus sp., *Planococcus sp.*, *Micrococcus sp.*, *Rhodotorula sp.*, *Candida sp.* и другие обнаруженные в пробах донных отложений месторождения.

Анализ полученных результатов выявил, что в структуре микробиологического разнообразия месторождения Актоты доминируют сапрофитные бактерии, доля которых часто превышает 90 %, что может свидетельствовать о преобладании на исследованной акватории легкодоступного для микробной деградации органического вещества.

В донных осадках исследованных акваторий наименьшую долю в общей структуре микробиологического разнообразия составляют бактерии, окисляющие фенол; доля других групп микроорганизмов значительно варьирует.

Количественные показатели сапрофитных микроорганизмов в среднем находились в пределах естественных колебаний, и являлись характерными для Северной части Каспийского моря. Наблюдаемые межсезонные и межгодовые колебания качественного и количественного состава микрофлоры носили естественный характер и были связаны с влиянием биотических и абиотических факторов.

Выводы

Состояние донных осадков акватории месторождения Актоты в 2019-2022гг. было близким к среднемноголетним значениям для донных образований Северного Каспия, незначительные вариации отдельных параметров обусловлены преимущественно сезонными изменениями.

3.1.4.2. Маршрут проектируемых трубопровода/путей сообщения с сушей

Гранулометрический состав

Состав донных осадков трассы трубопровода приведен в табл. 3.1.4-4 и на рис. 3.1.4-6.

Таблица 3.1.4-4 Средний гранулометрический состав донных отложений на трассе трубопровода/путей сообщения с сушей

Год	Сезон	Содержание основных гранулометрических фракций, %					Сорг, мг/кг
		Гравий, (> 2 мм)	Крупнозернистый песок (2-0,25 мм)	Мелкозернистый песок (0,25-0,05 мм)	Алеврит (0,05-0,005 мм)	Пелит (<0,005 мм)	
2020	Весна	9,71	28,04	53,17	3,51	5,58	5966,7
	Лето	7,64	21,06	65,58	2,48	3	4900
	Осень	10,37	32,97	51,67	1,95	3,04	4725
2022	Весна	8,4	23,5	59,1	2,2	6,8	5800

Гранулометрический состав донных отложений трассы трубопровода/путей сообщения с сушей был представлен песчаными фракциями, преимущественно мелкозернистым песком (51,67-65,58%), доля крупнозернистого песка составляла 21-33%.

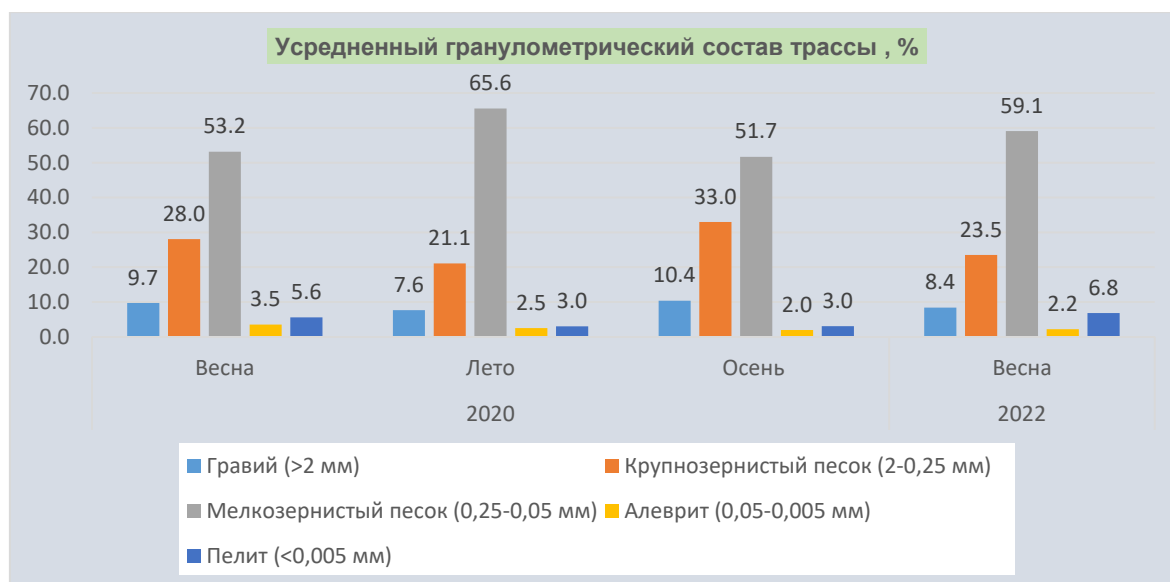


Рисунок 3.1.4-6 Гранулометрический состав трассы трубопровода по сезонам

Как и в акватории месторождения, гранулометрический состав донных отложений по сезонам изменялся незначительно. Донные отложения слагались мелко-крупнозернистыми песками с включением крупных (более 2 мм) обломков ракушки (7-10%) и незначительной ролью алеврит пелитовой фракции (5-9%).

Органический углерод

Средние содержания органического углерода в донных осадках акватории за рассматриваемый период колебались от 4725 до 5966,7 мг/кг. Отмечается тенденция снижения средних содержаний от весны к осени.

Максимальные содержания органического углерода на трассе трубопровода/путей сообщения с сушей в 2020г. были приурочены к весне. Летом содержания понизились до 4900мг/кг, осенью фиксировались минимальные содержания.

Окислительно-восстановительный потенциал

Диапазон колебаний значений окислительно-восстановительного потенциала в донных осадках трассы трубопровода в 2020г. был достаточно широким. Значения изменялись от минусовых до 192,9. В основном значения потенциала на глубине 1 см были выше, чем на глубине 4 см.

Средние значения окислительно-восстановительного потенциала донных образований в акватории трассы трубопровода представлены в таблице 3.1.4-5.

Таблица 3.1.4-5 Значения окислительно-восстановительного потенциала донных отложений акватории трассы трубопровода, мВ

Год	Сезон	Eh, 1см	Eh, 4 см
2020	Весна	-106,6	-111,5
	Лето	-76,9	-124,9
	Осень	192,9	-

Значения окислительно-восстановительного потенциала изменялись в широких пределах и отражали смену восстановительной обстановки на окислительную от весны к осени.

ОКУ, ПАУ и фенолы

Концентрации углеводородов, ПАУ и фенолов в донных образованиях трассы трубопровода были ниже предела обнаружения.

Металлы в донных осадках

Средние концентрации тяжелых металлов в донных отложениях акватории трассы трубопровода по сезонам за рассматриваемый период представлены в таблице 3.1.4-6.

Концентрации ртути и кадмия были стабильно ниже уровня определения анализом.

Таблица 3.1.4-6 Концентрации химических элементов в донных отложениях трассы трубопровода, мг/кг

Год	Сезон	As	Ba	Cr	Cu	Fe	Ni	Pb	V	Zn	Al
2020	Весна	1,5	55	6,3	2,9	2198,2	4,9	2,1	6,89	7,08	2456,2
	Лето	1,0	40	4,8	1,8	2659,1	5,1	1,5	6,9	6,4	2399,8
	Осень	2,0	55	3,6	1,4	2496,5	4,1	2	5,41	5,22	2559,5
2022	Весна	1,8	62	6,9	2,6	3284,5	6,2	2,1	9,3	7,1	3554,5

Средние концентрации химических элементов в донных отложениях трассы трубопровода/путей сообщения с сушей по сезонам приведены на рис. 3.1.4-7.

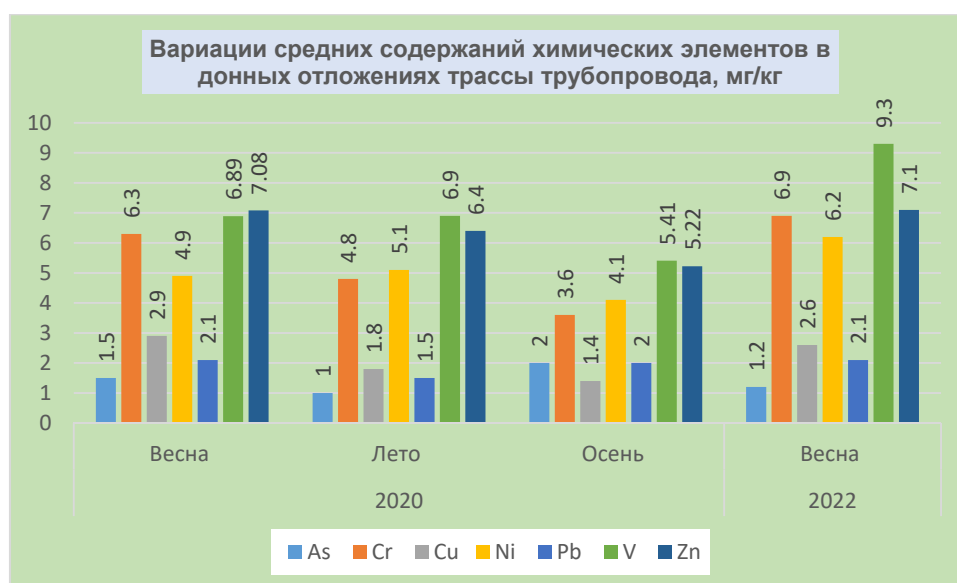


Рисунок 3.1.4-7 Концентрации химических элементов в донных отложениях трассы трубопровода

Наблюдаемые концентрации типичны для донных образований Северного Каспия, вариации концентраций обусловлены преимущественно сезонными изменениями геохимического равновесия и обменными процессами в системе донные осадки-морская вода.

Микробиологические характеристики донных отложений

В донных образованиях трассы проектируемого трубопровода микробиологический состав включал группы бактерий сапрофитного, нефтеокисляющего, фенолоксиляющего, сульфатредуцирующего рядов и тиобацилл.

Средняя общая численность бактериального сообщества в 2020 г. весной варьировала в пределах 1400000-3400000 кл/г, летом от 4300000 до 9300000 кл/г, осенью в пределах 4400000-5700000 кл/г, значения биомассы составляли 0,002-0,005, 0,003-0,007 и 0,003-0,004 мг/г соответственно.

Весной 2022 г. численность микроорганизмов изменялась от 2230000000 до 6600000000 кл/г, биомасса – от 2,676 до 7,92 мг/г.

Минимальные значения численности фиксировались весной 2020 г., максимальные – весной 2022 г.

В структуре микробиологического разнообразия доминируют сапрофитные бактерии, доля которых часто превышает 90%, что может свидетельствовать о преобладании на

исследованной акватории легкодоступного для микробной деградации органического вещества.

Выводы

Состояние донных осадков акватории трубопровода было близким к осадкам акватории месторождения и среднемноголетним значениям для донных образований Северного Каспия, незначительные вариации отдельных параметров обусловлены преимущественно сезонными изменениями.

3.1.5. Водная растительность

3.1.5.1. Акватория месторождения Актоты

Растительность акватории моря в районе месторождения Актоты, по результатам полевых наблюдений 2001-2021гг., распространена мозаично и крайне неравномерно. Проективное покрытие донной поверхности в целом достаточно низкое, участки дна, полностью лишённые растительности, соседствуют с участками со скоплением макрофитов различной степени развития и интенсивности вегетации.

Распространение водной растительности по акватории месторождения Актоты зависит от множества факторов – выраженности и мозаичности микрорельефа дна и прибрежной зоны, расположения аккумулятивных форм рельефа (шалыг) расстояния от берега, и, следовательно, от множества экологических параметров среды (глубины, солёности, литологии субстрата и множества др.).

Обследование участков показало, что изучаемая территория неоднородна по рельефу, затопляемости при сгонно-нагонных явлениях, и, следовательно, по наличию и характеру распределения растительности.

Пространственная структура растительного покрова была не одинакова (различная протяжённость и расположение местообитаний с соответствующей растительностью) и слагалась из чередования биотопов, где к местообитаниям были приурочены, как монодоминантные, так и смешанные растительные сообщества.

Основной фон растительных сообществ состоял из фитоценозов взморника (*Zostera marina*), урути колосковой (*Myriophyllum spicatum*), рдеста гребенчатого (*Potamogeton pectinatus*) в различных сочетаниях. Монодоминантные сообщества взморника, и в комплексе с урутью и рдестом обычно сильно разреженные, с проективным покрытием от 1 до 5%.

На отдельных участках сообщества урутиево-рдестовые и рдестово-урутиевые представлены более обильно, и проективное покрытие их на донную поверхность местами составляет 10-20%. Изредка в сообществах макрофитов встречались небольшие скопления красных (*Polysiphonia sp.*) и зеленых нитчатых (*Mougeotia sp.*) водорослей.

В целом, растительность в различных интервалах глубин несколько отличается как по видовому составу, структуре фитоценозов, так и по интенсивности развития сообществ.

Так, водная растительность в интервале глубин более 1,5 м обычно представлена единичными особями или разреженными сообществами высших водных растений (*Potamogeton pectinatus*, *Myriophyllum spicatum*, *Ceratophyllum demersum*) иногда с небольшими скоплениями зеленых нитчатых водорослей (*Rhizoclonium riparium*, *Cladophora vagabunda*, *Acrochetium thuretii*). Сообщества в основном мозаичные, состоят из множества монодоминантных микрофитоценозов из разных видов макрофитов. Обилие и проективное покрытие донной поверхности изменчиво – от полного отсутствия растительности до 1-5%.

На мелководьях с изменяющимися во время сгонно-нагонных процессов глубинами сообщества фитоценозов моно и поли доминантные. Доминируют высшие водные растения – *Potamogeton pectinatus* (рдест гребенчатый), *Myriophyllum spicatum* (уруть

колосковая), харовые и зеленые нитчатые водоросли. На отдельных участках на шалыгах сформированы тростниковые заросли из *Phragmites australis* (тростник южный) и *Scirpus lacustris* (камыш озерный). Обилие и проективное покрытие дна растениями изменяется в широком диапазоне (1-100 %).

Работы, которые проводились при строительстве острова, привели к уничтожению водной растительности в радиусе 50 м от острова, на расстоянии 300 м наблюдались признаки воздействия на растительность. Тем не менее, разреженные сообщества растений, отмеченные на более удаленных от острова станциях, были, в целом, сопоставимы с таковыми, отмеченными в ходе фонового исследования 2001г. Трансформация растительного покрова водной растительности при строительстве острова носила относительно локальный характер.

Во время сезонных исследований (весна, лето, осень) 2019-2021гг., на месторождении Актоты водная растительность в основном отсутствовала, иногда была представлена фрагментами высших водных растений (*Myriophyllum spicatum*, *Phragmites australis*, *Potamogeton pectinatus* и др.), занесенными с других территорий течениями и редкими единичными скоплениями зеленых нитчатых водорослей.

Осенью 2019г. исследования на структуре Актоты не проводились в связи с низким уровнем воды.

Осенью 2020г. водная растительность на месторождении Актоты была отмечена на двух станциях в виде единичных особей урути колосковой (*M. spicatum*) и ее фрагментов.

В 2021г. водная растительность на станциях наблюдения месторождения Актоты отсутствовала.

Весной 2022 г. водная растительность в акватории месторождения Актоты на станциях наблюдения отсутствовала.

3.1.5.2. Маршрут проектируемых трубопровода/путей сообщения с сушей

На станциях трассы трубопровода/путей сообщения с сушей водная растительность в 2020 г. отсутствовала, по трассе и на проектируемом пути соединения с сушей участки, заросшие растительностью, были незначительные по размерам и немногочисленны.

Весной на участке путей сообщения с сушей на двух станциях отмечались единичные фрагменты урути, занесенные с других местообитаний, на трассе трубопровода растительность не была обнаружена.

Летом на всех станциях наблюдений водная растительность отсутствовала.

Осенью на 2-х станциях были зафиксированы единичные особи урути колосковой (*M. spicatum*).

Весной 2022 г. на всех станциях наблюдений водная растительность отсутствовала.

3.1.6. 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.

3.1.6.1. Акватория месторождения Актоты

Всего за период с 2004 по 2020 гг. на акватории месторождения Актоты отмечено 337 видов водорослей, в том числе Cyanobacteria – 68, Bacillariophyta – 181, Miozoa – 16, Ochrophyta – 1, Charophyta – 3, Chlorophyta – 64, Euglenozoa – 4.

Более подробный обзор состояния фитопланктона в акватории проектируемых работ в 2019-2022 гг. по данным полевых исследований представлен ниже.

Таксономический состав и частота встречаемости

На протяжении рассматриваемого периода фитопланктонное сообщество акватории, в зависимости от сезона, представляли 53-99 видов и разновидностей водорослей.

Минимальное видовое разнообразие наблюдалось весной 2020г. (52 таксона), максимальное – осенью этого же года (99 таксонов). Каких-либо закономерностей или тенденций в межгодовой или сезонной динамике видового состава не отмечается.

Динамика видового разнообразия фитопланктона приведена в табл. 3.1.6-1.

Таблица 3.1.6-1 Количество видов фитопланктона в акватории месторождения Актоты, 2019-2022 гг.

Год	Сезон	Cyanobacteria	Bacillariophyta	Miozoa	Ochrophyta	Chlorophyta	Euglenozoa	Всего
2019	Весна	19	42	4	1	15	-	81
	Лето	14	44	1	1	15	-	75
	Осень	17	35	3	-	11	-	66
2020	Весна	11	29	1	-	11	-	52
	Лето	25	30	3	1	17	-	76
	Осень	21	53	4	1	18	1	99
2021	Весна	13	25	1	1	13	-	53
	Лето	19	32	2	1	18	2	74
	Осень	11	35	1	-	10	-	57
2022	Весна	17	54	11	1	13	1	97

Ведущая роль в формировании видового разнообразия принадлежала диатомовым – 39-61% от общего числа видов, субдоминируют сине-зеленые, роль зеленых несколько меньше, роль других групп эпизодическая.

Видовая структура сообщества акватории Актоты в период исследований отличалась значительной устойчивостью и сходством как в сезонном, так и в межгодовом аспектах.

Как правило, фоновыми видами (встречаемость более 80%) на протяжении сезонов вегетации 2019-2022гг. были диатомовые *Coscinodiscopsis jonesiana*, *Cyclotella choctawhatcheeana*, *C.meneghiniana*, *Diploneis ovalis*, *Halamphora veneta*, *Sellaphora pupula*, *Tryblionella apiculata*, сине-зеленые *Aphanocapsa incerta*, *Chroococcus minimus*, *Merismopedia punctata*, *Planktolyngbya limnetica*, зеленые *Binuclearia lauterbornii*, *Scenedesmus quadricauda*, *Oocystis borgei*.

В целом, почти треть видов сине-зеленых, диатомовых и зеленых встречалось по всей обследованной акватории.

Видовое разнообразие фитопланктона находилось на высоком уровне, как за счет большого количества видов, так и благодаря их относительно равномерному распределению в суммарных количественных показателях сообществ.

За весь исследованный период фитопланктон акватории района Актоты был представлен практически единым сообществом при высоком уровне видового сходства.

Численность основных отделов фитопланктона

Средняя общая численность фитопланктона весной изменялась от 1167,3 до 2160,6 млн. кл./м³, летом – в пределах 994,1-3092,5 млн. кл./м³, осенью от 2118,5 до 2866,8 млн. кл./м³. Вариация значений численности по станциям наблюдений составляла: весной – 1408-2328 млн. кл./м³, летом – 579-1518 млн. кл./м³, осенью – 2155-2922 млн.кл./м³.

Максимальная численность в 2019г. наблюдалась осенью, в 2020-2021гг. – в летний период, весной 2022 г. отмечена максимальная весенняя численность.

На протяжении периода исследований повсеместно основу численности составляли сине-зеленые водоросли (56-91% от общей численности), субдоминировали зеленые (5-39% от общей численности), роль диатомовых очень редко достигала 10%. Как правило, значения численности зеленых, довольно высокие весной и летом, к осени снижались.

Наибольший вклад в создание численности весной вносили сине-зеленые нитчатые *Planktolyngbya limnetica* и колониальные *Aphanocapsa incerta*, летом – сине-зеленые нитчатые *Anagnostidinema amphibium* и колониальные *Merismopedia minima*, *M.punctata*, осенью – сине-зеленые *A.clathrata*, *P.limnetica*, из зеленых - *Binuclearia lauterbornii*.

В 2020-2021гг. на участке отмечалась общая для всего Северо-Восточного Каспия тенденция увеличения численности клеток водорослей от весны к лету и дальнейшего ее снижения к осени.

Однако, в 2019г. численность сине-зеленых от весны к лету снизилась почти в два раза, что повлекло за собой и значительное снижение общей численности. Снижение численности произошло вследствие полного выпадения из доминантного комплекса колониальной *Aphanocapsa incerta* и нитчатой *Planktolyngbya limnetica* и замены их нитчатыми *Anagnostidinema amphibium* и колониальными *Merismopedia minima*, *Merismopedia punctata*. Осенняя численность превысила летнюю практически в три раза, в доминантный комплекс вернулась *Aphanocapsa incerta*, численность которой, наряду с *Aphanocapsa planctonica* (14%), *Aphanocapsa delicatissima* (11%), *Anathece clathrata* (10%), достигла 15% от общей.

В целом, за исключением 2019 г., отмечена тенденция увеличения численности от весны к осени мелкоклеточных видов планктонных водорослей.

Динамика общей численности фитопланктона в исследованный период приведена в табл. 3.1.6-2 и на рис. 3.1.6-1.

Таблица 3.1.6-2 Численность (млн кл./м³) фитопланктона на месторождении Актоты, 2019-2022 гг.

Год	Сезон	Cyanobacteria	Bacillariophyta	Miozoa	Ochrophyta	Chlorophyta	Euglenozoa	Всего
2019	Весна	1481,6	64,0	4,9	0,4	166,7	0,0	1717,6
	Лето	731,0	101,0	0,4	3,5	158,2	0,0	994,1
	Осень	2327,9	76,3	3,4	0,0	131,2	0,0	2538,8
2020	Весна	769,3	68,4	0,9	0,0	328,7	0,0	1167,3
	Лето	2344,0	92,7	22,5	1,7	631,6	0,0	3092,5
	Осень	2202,3	203,7	9,4	2,8	447,5	1,1	2866,8
2021	Весна	905,2	73,05	0,45	0,85	635,7	0	1615,4
	Лето	1681,35	45,15	8	1,3	607,65	0,9	2344,2
	Осень	1758,3	148,6	6,7	0	204,9	0	2118,5
2022	Весна	1516,2	81,6	23,9	0,4	538,4	0,1	2160,6



Рисунок 3.1.6-1 Характеристики распределения численности фитопланктона акватории Актоты по сезонам

Биомасса фитопланктона

За рассматриваемый период общая биомасса фитопланктона варьировала в пределах 434,9-1564,7 мг/м³. Как и в случае с численностью, значение биомассы в 2020-2021 гг. возрастало от весны к осени, в 2019 г. максимум отмечался летом.

Средняя общая биомасса фитопланктона весной изменялась от 434,9 до 1031,0 мг/м³, летом – в пределах 809,55-1539,0 мг/м³, осенью от 836,8 до 1564,7 мг/м³. Вариация значений биомассы по станциям наблюдений составляла: весной – 428-1586 мг/м³, летом – 535-2764 мг/м³, осенью – 791-882 мг/м³.

Минимальная общая биомасса на контрактной акватории отмечалась весной 2020 г. (434,9 мг/м³), максимальная – осенью этого же года (1564,7 мг/м³).

В 2020-2021 гг. от весны к осени, как и по всему СВ Каспию, наблюдалась устойчивая тенденция увеличения средней общей биомассы.

За исключением лета 2020 г., ведущую роль в формировании биомассы играли диатомовые водоросли (39-84%), в основном крупноклеточные виды *Coscinodiscopsis jonesiana*, *Campylodiscus clypeus*, *Diploneis ovalis*, *Thalassiosira caspica*, *Cyclotella meneghiniana*. Как правило, весной и летом субдоминировали зеленые, осенью сине-зеленые, представленные преимущественно *Chroococcus minutus*.

Летом 2020 г. основу биомассы формировали миозоа – 48% от общей биомассы, представленные преимущественно *Naiadinium polonicum* (46%) при субдоминантной роли диатомовых.

Динамика изменений биомассы фитопланктона в исследованный период приведена в табл. 3.1.6-3.

Таблица 3.1.6-3 Биомасса (мг/м³) фитопланктона на месторождении Актоты, 2019-2022 гг.

Год	Сезон	Суанобacteria	Bacillariophyta	Miozoa	Ochrophyta	Chlorophyta	Euglenozoa	Всего
2019	Весна	44,5	838,1	73,2	6,0	69,2	0,0	1031,0
	Лето	138,1	1204,8	17,9	49,4	128,8	0,0	1539,0
	Осень	68,7	708,7	16,5	0,0	42,9	0,0	836,8
2020	Весна	84,1	216,2	32,0	0,0	102,6	0,0	434,9
	Лето	185,3	349,4	721,3	24,0	216,6	0,0	1496,6
	Осень	215,3	1069,6	111,1	39,5	124,9	4,3	1564,7
2021	Весна	76,9	346,7	16	12	146,05	0	598,85
	Лето	219,15	315,95	110,8	17,65	137,9	8,3	809,55
	Осень	139,5	1005,5	49,1	0	72,7	0	1266,8
2022	Весна	67,6	538,1	444,1	6,0	118,1	0,5	1174,4

Сезонную динамику вариаций средней общей биомассы фитопланктонного сообщества иллюстрирует рис. 3.1.6-2.



Рисунок 3.1.6-2 Средняя общая биомасса фитопланктона акватории месторождения Актоты в 2019-2021гг.

Выводы

В районе Актоты в 2019 г. показатели численности снижались от весны к лету и значительно возрастали к осени. Максимальное значение биомассы фитопланктона в акватории структур Актоты было зарегистрировано летом при значительном снижении осенью. Видовое разнообразие стабильно снижалось от весны к осени.

В 2020 г. от весны к лету общая численность возросла почти в 2,5 раза и незначительно снизилась к осени, биомасса же, как и количество видов, в это время неуклонно повышались, причем летом доминирующую роль приобрели микроводоросли, что вообще не характерно для динамики последних лет.

В 2021 г. количественные показатели плавно возрастали от весны к осени, максимальное разнообразие было летом.

Весной 2022 г. отмечена максимальная численность и биомасса фитопланктона в весенних сериях наблюдений.

Количественные показатели фитопланктона за все сезоны последних лет варьировали в незначительных пределах. Повсеместно по численности доминировали сине-зеленые водоросли, по биомассе – диатомовые.

Сезонная динамика фитопланктона в 2020-2021 гг. была характерной для Северного Каспия: от весны к осени наблюдалось возрастание количественных показателей, обогащение видового состава и увеличение разнообразия.

Анализ структуры доминирования видов фитопланктона обследованной акватории характеризовалась преобладанием мелкоклеточных форм, в основном, сине-зеленых водорослей. Полученные данные в целом свидетельствовали о незначительном нарушении сообществ.

В целом, за описываемый период фитопланктон акватории района Актоты был представлен практически единым сообществом при высоком уровне видового сходства.

Основные характеристики состояния фитопланктонного сообщества акватории месторождения Актоты приведены в табл. 3.1.6-4 и на рис. 3.1.6-3.

Таблица 3.1.6-4 Основные показатели состояния фитопланктонного сообщества акватории месторождения Актоты за период 2019-2022гг.

Год	Сезон	Количество видов	Численность, млн.кл./м ³	Биомасса, мг/м ³	Индексы			
					Видового богатства (Margalef)	Разнообразия (Shannon-Wiener)	Выровненности (Pielou)	Доминирования (Simpson)
2019	Весна	81	1717,6	1031,0	5,82	3,69	0,67	0,89
	Лето	75	994,1	1539,0	6,32	4,01	0,74	0,90
	Осень	66	2538,8	836,8	6,46	3,87	0,68	0,91
2020	Весна	52	1167,3	434,9	5,59	3,97	0,74	0,91
	Лето	76	3092,5	1496,6	7,9	4,52	0,75	0,94
	Осень	99	2866,8	1564,7	7,99	4,41	0,74	0,93
2021	Весна	41	1615,4	598,85	5,31	3,99	0,75	0,92
	Лето	61	2344,2	809,55	5,74	4,40	0,80	0,94
	Осень	57	2118,5	1266,8	7,31	3,63	0,62	0,87
2022	Весна	97	2160,6	1174,4	7,94	4,18	0,70	0,92

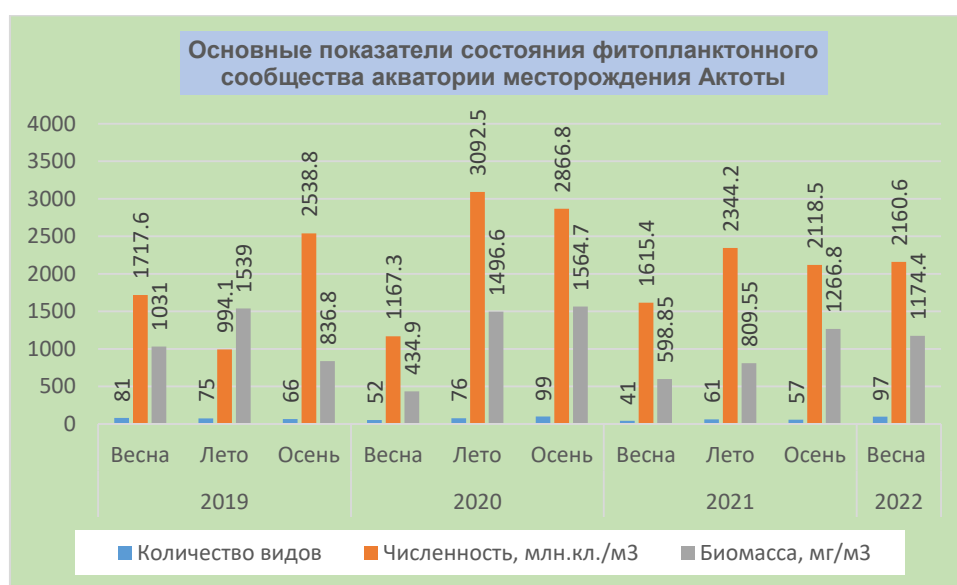


Рисунок 3.1.6-3 Характеристики фитопланктона акватории Актоты

В целом, за период исследований видовое богатство и видовое разнообразие фитопланктона находилось на высоком уровне. Видовой состав на протяжении вегетационного периода был довольно постоянным.

3.1.6.2. Маршрут проектируемых трубопровода/путей сообщения с сушей

Всего на трассе трубопровода/путей сообщения с сушей весной 2020 г. присутствовали 122 вида фитопланктона: сине-зеленые – 21, диатомовые – 72, миозоа – 6, охрофитовые 1, зеленые 22; летом 145 видов - сине-зеленые – 36, диатомовые – 70, миозоа – 6, охрофитовые 1, чарофитовые 3, зеленые 25, эвгленовые 4; осенью 142 вида: сине-зеленые – 28, диатомовые – 78, миозоа – 7, охрофитовые 1, чарофитовые 2, зеленые 24, эвгленовые 2.

Весной 2022 г. на трассе трубопровода/путей сообщения с сушей было отмечено 97 видов, из них сине-зеленые – 19, диатомовые – 47, миозоа – 8, охрофитовые 1, зеленые 21, эвгленовые 1.

По количеству видов стабильно доминировали диатомовые, летом и осенью субдоминировали сине-зеленые, весной в равных долях сине-зеленые и зеленые.

Почти треть видов сине-зеленых, диатомовых и зеленых встречалось по всей трассе, фоновыми видами в 2020 г. были диатомовые *Cyclotella choctawhatcheana*, *Cyclotella*

meneghiniana, *Halamphora coffeiformis*, *Tryblionella apiculate*, *Tryblionella debilis*, сине-зеленые *Anathece clathrata*, *Chroococcus minutus*, *Merismopedia minima*, *Phormidium sp.*, *Planktolyngbya limnetica*, зеленые *Binuclearia lauterbornii*, *Monoraphidium contortum*.

Весной 2022 г. фоновыми видами с 100% встречаемостью были 33 таксона, в целом, невзирая на меньшее по сравнению с 2020 г. количество видов, состав фоновых виов был близок – роды *Cyclotella sp.*, *Tryblionella sp.*, *Merismopedia*, *Phormidium sp.*, *Chroococcus sp.*, *Binuclearia lauterbornii*, *Monoraphidium contortum* и др.

За весь исследованный период фитопланктон акватории трубопровода был представлен близкими сообществами при высоком уровне видового сходства.

Численность основных отделов фитопланктона

Средняя общая численность фитопланктона изменялась весной 1375,7 млн. кл./м³ при колебаниях от 740,1 млн. кл./м³ до 2550,8 млн. кл./м³, летом – 4059,3млн. кл./м³, вариации численности по станциям находились в пределах 2997,4-5482,3 млн. кл./м³, осенью 2367,8 млн. кл./м³, дисперсия значений составляла 1962,1-3173,5 млн. кл./м³.

Максимальная численность в 2020г., как и в акватории месторождения, наблюдалась летом.

Основу численности весной формировали миозоа, представленные преимущественно *Prorocentrum cordatum* и *Naiadinium polonicum* – 67,2% от общей численности, субдоминировали диатомовые, численность которых обуславливалась мелкоклеточными нитчатыми и колониальными водорослями.

Летом по численности абсолютно доминировали сине-зеленые, основная роль принадлежала широко распространенным *Chroococcus minutus*, *Merismopedia minima*, *Phormidium sp.*, *Planktolyngbya contorta*, *Planktolyngbya limnetica*, субдоминировали зеленые *Binuclearia lauterbornii*, *Monoraphidium contortum*.

Осенью структура численности сохранялась – доминировали сине-зеленые, субдоминировали зеленые, однако, общая численность за счет цианофитовых снизилась почти вдвое. Общее количество видов практически не изменилось, хотя количество видов сине-зеленых уменьшилось на треть. Основу численности составляли сине-зеленые *Anathece clathrata*, *Anabaenopsis nadsonii*, *Planktolyngbya limnetica*, из зеленых - *Binuclearia lauterbornii*.

Весной 2022 г. основу численности составляли сине-зеленые (77,7%), субдоминировали зеленые – 17,5%

Динамика общей численности фитопланктона в исследованный период приведена в табл. 3.1.6-5.

Таблица 3.1.6-5 Численность (млн кл./м³) фитопланктона на трассе трубопровода, 2020 и 2022гг.

Год	Сезон	Сyanobacteria	Bacillariophyta	Miozoa	Ochrophyta	Chlorophyta	Euglenozoa	Всего
2020	Весна	105,47	343,87	923,67	2,68	0,03	0,0	1375,7
	Лето	3505,4	102,9	4,7	0,5	442,7	2,8	4059,3
	Осень	1961,0	157,9	3,9	1,1	242,6	1,1	2367,8
2022	Весна	2258,7	119,8	20,0	0,1	509,8	0,1	2908,6

Сезонная численность фитопланктона по группам приведена на рис. 3.1.6-4.

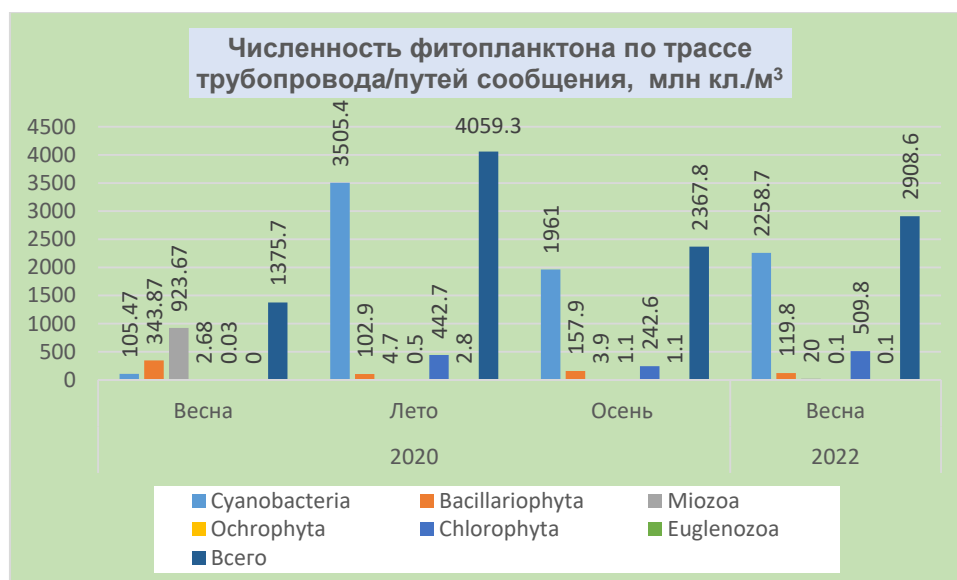


Рисунок 3.1.6-4 Численность фитопланктона акватории трассы трубопровода/путей сообщения

Биомасса фитопланктона

В 2020 г. общая биомасса фитопланктона варьировала в пределах 1025,7-1614,9 мг/м³, значение биомассы стабильно возрастало от весны к осени.

Весной общая биомасса водорослей по станциям колебалась в пределах 376-3454 мг/м³, при среднем значении 1025,7 мг/м³.

Летом дисперсия колебаний по станциям значительно снизилась и находилась в пределах 658-1721 мг/м³, при среднем значении 1110,9 мг/м³.

Осенью значения общей биомассы понизились и варьировали по станциям от 710,9 мг/м³ до 2939,1 мг/м³, при среднем значении 1614,9 мг/м³.

Ведущую роль в формировании биомассы весной играли сине-зеленые (75,5%), субдоминировали в равных долях диатомовые (10,9%) и миозоа (10,2%).

Летом преобладали диатомовые водоросли (53,8% от общей биомассы), в основном крупноклеточные виды. Субдоминировали сине-зеленые (22,5%), зеленые составляли 13,5%, на долю миозоа пришлось всего 6,4%, хотя в акватории месторождения Актоты они формировали основу биомассы – 48% общей биомассы.

Осенью также субдоминировали сине-зеленые (9,3%), при абсолютном преобладании диатомей – 82,3% от общей биомассы.

Весной 2022 г. основу биомассы формировали диатомовые (47,9%), субдоминировали миозоа (26%).

Динамика изменений биомассы фитопланктона в исследованный период приведена в табл. 3.1.6-6.

Таблица 3.1.6-6 Биомасса (мг/м³) фитопланктона на трассе трубопровода, 2020 и 2022гг.

Год	Сезон	Cyanobacteria	Bacillariophyta	Miozoa	Ochrophyta	Chlorophyta	Euglenozoa	Всего
2020	Весна	773,93	112,09	104,82	34,48	0,35	0,00	1025,7
	Лето	250,3	598,1	71,3	6,8	150,3	33,2	1110,9
	Осень	150,5	1328,8	34,8	16,1	79,3	5,3	1614,9
2022	Весна	91,9	448,1	243,2	1,4	149,4	0,7	934,7

Значения биомассы по группам в различные сезоны вегетации по трассе трубопровода/путям сообщения представлены на рис. 3.1.6-5.

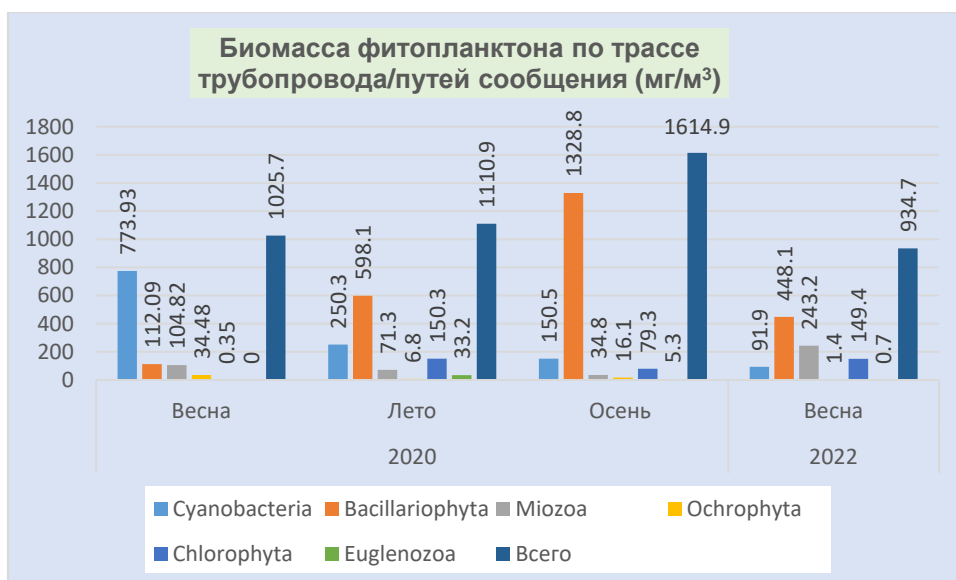


Рисунок 3.1.6-5 Биомасса фитопланктона акватории трассы трубопровода/путей сообщения

Выводы

Видовое богатство и видовое разнообразие фитопланктона на трассе трубопровода/пути сообщения с суши находилось на высоком уровне. Видовой состав на протяжении вегетационного периода был более-менее постоянным.

Видовое разнообразие фитопланктона было ощутимо выше, чем в акватории месторождения, в основном, за счет разнообразия диатомовых.

Невзирая на различия видового состава, величины численности и биомассы в акватории месторождения и по трассе трубопровода были достаточно близки как между собой, так и к среднесезонным по СВ Каспию.

Сезонная динамика фитопланктона была характерной для Северного Каспия: от весны к осени наблюдалось возрастание количественных показателей биомассы, обогащение видового состава и увеличение разнообразия.

Анализ структуры доминирования видов фитопланктона обследованной акватории характеризовалась преобладанием мелкоклеточных форм, в основном, сине-зеленых водорослей. Полученные данные в целом свидетельствовали о незначительном нарушении сообществ.

В целом, за описываемый период фитопланктон акватории трубопровода был представлен близкими по структуре сообществами при высоком уровне видового сходства.

Основные характеристики состояния фитопланктонного сообщества акватории трассы трубопровода/путей сообщения с суши приведены в табл. 3.1.6-7 и на рис.3.1.6-6.

Таблица 3.1.6-7 Основные показатели состояния фитопланктонного сообщества акватории трассы трубопровода, 2020 и 2022гг.

Год	Сезон	Количество видов	Численность, млн.кл./м³	Биомасса, мг/м³	Индексы			
					Видового богатства (Margalef)	Разнообразия (Shannon-Wiener)	Выровненности (Pielou)	Доминирования (Simpson)
2020	Весна	121	1375,7	1025,7	6,77	3,93	0,70	0,88
	Лето	145	4059,3	1110,9	8,03	4,34	0,71	0,93
	Осень	142	2367,8	1614,9	8,07	4,31	0,72	0,93
2022	Весна	97	2908,6	934,7	7,79	4,18	0,7	0,92

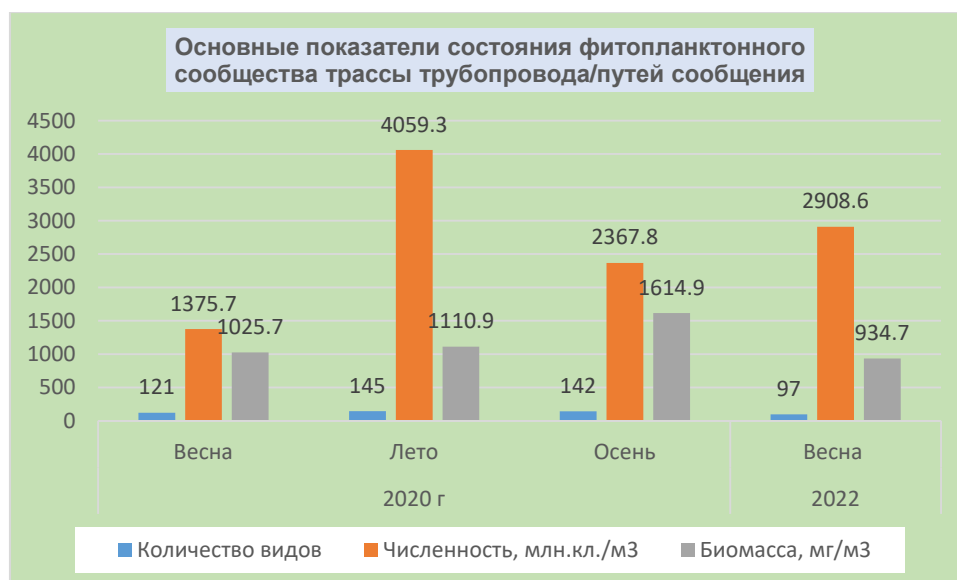


Рисунок 3.1.6-6 Основные показатели состояния фитопланктонного сообщества акватории трассы трубопровода

3.1.7. Зоопланктон

3.1.7.1. Акватория месторождения Актоты

Всего за период с 2004 по 2020гг. на акватории месторождения Актоты отмечено 83 вида планктонных беспозвоночных, в том числе Rotatoria – 25, Cladocera – 17, Copepoda – 20, Jellyfish – 3, Прочие (*Cirripedia*, *Bivalvia*, *Ostracoda* и другие) – 18.

Веслоногие ракообразные *Acartia tonsa* и *Calanipeda aquae-dulcis* встречались на всех станциях во все сезоны. Высокую частоту встречаемости в пробах имели также личинки усонюгих раков (*Cirripedia*), личинки двустворчатых моллюсков, а также коловратки рода *Brachionus* - *B.quadridentatus* и *B.plicatilis*.

Таксономический состав и частота встречаемости

Весной 2019 г. в составе зоопланктона обнаружено 17 таксонов, из них коловраток и ветвистоусых – по 2, веслоногих – 6, прочих – 7. Фоновыми видами со встречаемостью 100% были коловратки *Brachionus plicatilis*, *B. quadridentatus*, веслоногие рачки *Acartia tonsa* и *Calanipeda aquae-dulcis*, гарпактициды, личинки усонюгих раков и моллюсков.

В летнем зоопланктоне обнаружено 17 таксонов, из них коловраток, ветвистоусых и веслоногих – по 4, прочих – 5. Широкое распространение по акватории имели коловратки *Brachionus quadridentatus*, *Filinia longiseta*, веслоногие рачки *A. tonsa*, личинки полихет, усонюгих раков и моллюсков.

Осенний зоопланктон был представлен 8 таксонами, включая 1 вид коловраток, 3 таксона веслоногих и 4 таксона факультативных планктеров. Фоновыми видами, с широким распространением по акватории, являлись веслоногие рачки *A. tonsa*, *C. aquae-dulcis*, а также личинки полихет *Spionidae gen.sp.*

От весны к осени 2019 г. видовое богатство зоопланктона значительно снизилось.

В 2020 г., в отличие от предыдущего года, от весны к осени отмечался рост видового богатства – летом за счет коловраток, осенью – за счет копепод рода *Ectinosoma sp.*

Весной 2020 г. в составе зоопланктона обнаружено 10 таксонов, из них коловраток – 1, веслоногих – 3, прочих – 6.

Летний зоопланктон был представлен 14 таксонами – коловратки 5, веслоногих 3, факультативных 6.

Осенью зоопланктонное сообщество слагали 3 вида коловраток, 6 видов веслоногих рачков и 5 видов факультативных.

В 2020 г. веслоногие ракообразные *A.tonsa* и *C.aquae-dulcis* встречались на всех станциях во все сезоны. Высокую частоту встречаемости в пробах имели также личинки усоногих раков (Cirripedia), личинки двустворчатых моллюсков, а также коловратки рода *Brachionus* - *B.quadridentatus* и *B.plicatilis*.

Весной 2021 г. фоновыми видами были коловратки *Brachionus plicatilis*, веслоногие рачки *Acartia tonsa* и *Calanipeda aquae-dulcis*, личинки факультативных двустворчатых *Bivalvia gen.sp.* и усоногих рачков *Cirripedia gen.sp.*, черви полихетные *Hediste diversicolor*.

Летом отмечалось максимальное разнообразие зоопланктеров – 16 таксонов, повсеместно распространенными были те же виды, что и летом, и, кроме того, коловратка *Filinia longiseta*, копепода *Harpacticoida gen.sp.*, факультативные *Trematoda gen.sp.*

Осенью количество видов резко сократилось, фоновыми были *Acartia tonsa* и *Calanipeda aquae-dulcis*, гарпактициды, личинки полихет *Spionidae gen.sp.*

Весной 2022 г. видовое разнообразие было представлено 13 таксонами: коловратки – 2 вида, веслоногие – 4 вида, факультативные 7 видов.

Ведущая роль в формировании видового разнообразия в 2019-21 гг. принадлежала веслоногим ракообразным – 35-75% от общего числа видов, субдоминировали факультативные зоопланктеры, роль других групп эпизодическая. Весной 2022 г. ведущая роль в формировании видового разнообразия принадлежала факультативным планктерам.

Зоопланктонное сообщество в сезонном плане было представлено 4-17 таксонами, максимальное разнообразие отмечалось весной и летом 2019 г., минимальное – осенью 2021 г. – всего 4 таксона.

В 2019-2020 гг. фоновыми видами, с широким распространением по акватории, вне зависимости от сезона, являлись веслоногие рачки *A. tonsa*, *C. aquae-dulcis*, а также личинки полихет *Spionidae gen.sp.*, весной и летом – также личинки усоногих раков и моллюсков. Фоновыми видами в 2022 г. были веслоногие ракообразные *A.tonsa* и *C.aquae-dulcis*, личинки факультативных двустворчатых *Bivalvia gen.sp.* и нематоды *Nematoda gen.sp.*

В целом, за период наблюдений зоопланктон акватории района Актоты был представлен близкой структурой сообщества при высоком уровне видового сходства.

Изменения количества видов зоопланктона акватории месторождения Актоты за исследованный период представлено на рис. 3.1.7-1.

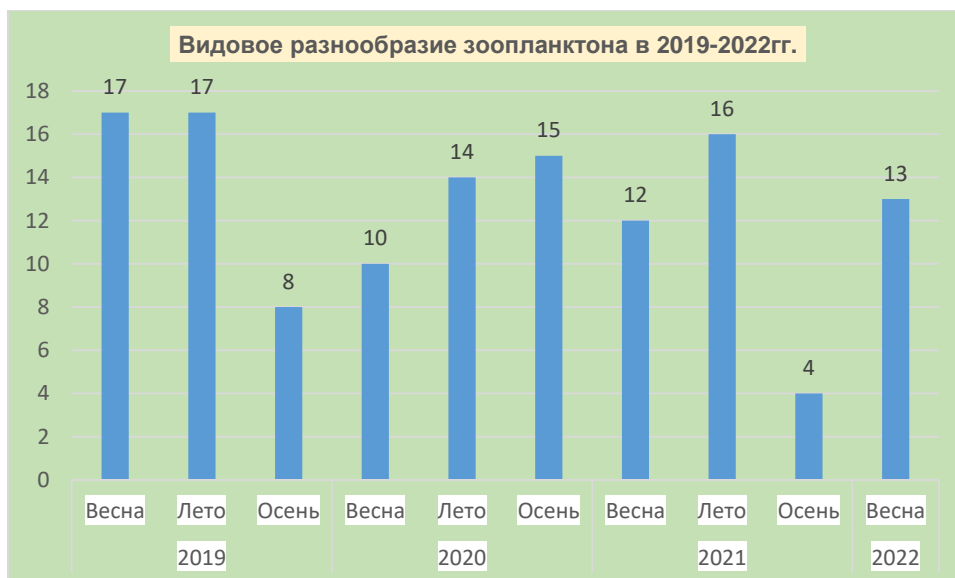


Рисунок 3.1.7-1 Количество видов зоопланктона по сезонам 2019-2022гг.

Видовой состав 2021 г. весной и летом был близким к видовому составу сезонов предшествующих лет – 12 и 16 видов соответственно, однако осенью было отмечено существенное сокращение разнообразия – всего 3 вида веслоногих рачков и 1 вид факультативных.

Численность основных отделов зоопланктона

Численность организмов зоопланктона в водах акватории месторождения Актоты в целом определялась как составом зоопланктеров, так и климатическим сезоном. Межсезонные и межгодовые отличия численности были значительными и иногда превышали порядок.

Средняя общая численность зоопланктона весной изменялась от 49296 до 240940 экз./м³, летом – в пределах 63770,5-154356,4 экз./м³, осенью от 78870 до 1706767 экз./м³.

Весной 2019 г. численность зоопланктонных сообществ изменялась от 99120 до 322747 экз./м³, в среднем составляя 240940,0 экз./м³. Доминировали коловратки (88%), с ведущей ролью *B. quadridentatus* (84,9%), субдоминировали веслоногие с долей 11,6%.

Летом численность зоопланктонных сообществ изменялась от 32667 до 88773 экз./м³, в среднем составляя 63770,5 экз./м³. Доминировали коловратки (66,1%), с ведущей ролью *B. quadridentatus* (48,4%). Субдоминировали веслоногие рачки *A. tonsa* (22,8%).

В 2019 г. весной и летом основу численности составляли коловратки (66,1-88,0% от общей численности) с ведущей ролью *Brachionus quadridentatus*, субдоминировали веслоногие рачки *Acartia tonsa*.

Осенью численность зоопланктеров возросла более чем на порядок – суммарная численность зоопланктона в среднем составляя 1706766,7 экз./м³. Абсолютно доминировали личинки полихет *Spionidae gen.sp.* (93,8%), на долю веслоногих рачков приходилось 6,2%, роль коловраток была символической.

Весной 2020 г. по всей акватории месторождения были распространены веслоногие рачки *A. tonsa*, *C. aquae-dulcis*, *H. sarsi*, личинки моллюсков и науплии усконогих раков, численность зоопланктонного сообщества в среднем составляя 56626 экз./м³. Доминировали веслоногие рачки (70,5%), с ведущей ролью *A. tonsa* (41%).

Летом доминирующая роль по численности перешла к коловраткам – 52,0% от общей численности, субдоминировали копеподы – 46,1% общей численности, средняя численность составляла 124069 экз./м³.

Средняя численность зоопланктона осенью, по сравнению с летней, удвоилась и достигла 254029 экз./м³. Абсолютно доминировали личинки полихет *Spionidae gen.sp.* (84,6%).

Весной 2021 г. в общей численности зоопланктеров преобладали копеподы, преимущественно *A. tonsa*, *C. aquae-dulcis* (44,4%), субдоминировали коловратки (32,1%), на долю факультативных приходилось 23,4%. Средняя численность зоопланктеров составляла 49295 экз./м³.

Летняя численность по сравнению с весной возросла в 4 раза и составляла 154356 экз./м³. Основу численности в равной степени формировали факультативные, преимущественно полихеты *Spionidae gen.sp.*, и копеподы, доля коловраток снизилась до 11%.

Осенью при средней численности 78870 экз./м³, абсолютно доминировали полихеты *Spionidae gen.sp.* – 78,6%.

Весной 2020-2021гг. по численности доминировали веслоногие рачки (44,4-70,9%) *A. tonsa*, субдоминировали коловратки, в летние сезоны также преобладали копеподы, однако субдоминировали в 2020г. коловратки, а в 2021г. – факультативные.

Весной 2022 г. по численности преобладали веслоногие рачки, субдоминировали факультативные, роль коловраток была незначительной.

На протяжении периода исследований повсеместно основу численности осенью составляли факультативные планктеры, представленные преимущественно личинками полихет *Spionidae gen.sp.* (78,6-93,8% от общей численности).

Динамика общей численности зоопланктона в исследованный период приведена в табл. 3.1.7-1.

Таблица 3.1.7-1 Средняя численность (экз/м³) зоопланктона на месторождении Актоты, 2019-2022 гг.

Год	Сезон	Rotatoria	Cladocera	Copepoda	Jellyfish	Прочие	Всего
2019	Весна	212105,0	35,0	27855,0	0	945,0	240940,0
	Лето	42182,6	207,0	15944,6	0	5436,2	63770,5
	Осень	60	0	105960	0	1600747	1706767
2020	Весна	10511	0	40165	0	5950	56626
	Лето	64523	708	57193	0	1646	124069
	Осень	37	0	49360	19	204613	254029
2021	Весна	15839,65	0	21898,9	0	11557,1	49295,65
	Лето	17113,25	0	68176	0	69067,25	154356,4
	Осень	0	0	16870	0	62000	78870
2022	Весна	772,9	0	70577,9	0	33274,2	104625

Максимальная численность наблюдалась осенью в 2019г., минимальная – в осенний период 2021г.

Вариации численности зоопланктона по основным отделам за исследованный период по сезонам приведены на рис. 3.1.7-2.

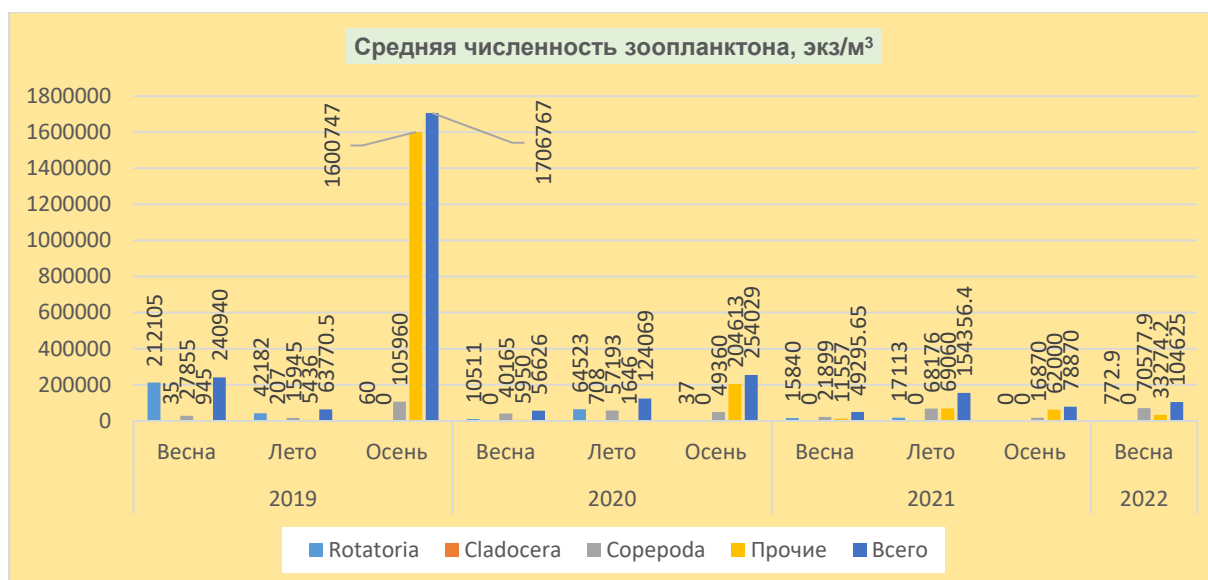


Рисунок 3.1.7-2 Средняя численность зоопланктона по сезонам 2019-2022гг.

В целом, наиболее многочисленными в зоопланктоне были веслоногие ракообразные, в отдельные сезоны высокую численность имели коловратки, личинки полихет.

Биомасса зоопланктона

За рассматриваемый период общая биомасса зоопланктона варьировала в пределах 126-6630 мг/м³. Минимальные значения биомассы зоопланктонного сообщества фиксировались летом 2020г., максимальные - осенью 2019г.

Весной 2019 г. значения общей биомассы зоопланктона варьировали от 252,55 до 442,30 мг/м³, при среднем значении 352,59 мг/м³. Доминирующее положение занимали веслоногие рачки *Calanipeda aquae-dulcis* – 32,1% от общей биомассы. Субдоминировали коловратки *Brachionus quadridentatus* и веслоногие рачки *Acartia tonsa* по 23,3%.

Летом значения биомассы зоопланктона варьировали от 73,28 до 135,00 мг/м³, при среднем значении 108,66 мг/м³. Доминирующее положение занимали веслоногие рачки *A. tonsa* – 50,1% от общей биомассы. Субдоминировали коловратки, с лидером *B. quadridentatus* (11,5%).

Осенью биомасса зоопланктона в среднем была равна 6629,63 мг/м³. Ее основу формировали личинки полихет *Spionidae gen.sp.* (92,4%).

Весной 2020 г. средняя общая биомасса зоопланктона составляла 234 мг/м³, 93,6% ее было представлено веслоногими рачками *C.aquae-dulcis* и *A.tonsa*.

Значения летней 2020 г. биомассы зоопланктона составляли 126 мг/м³. Доминирующее положение занимали веслоногие рачки *A. tonsa* – 65,1% от общей биомассы, субдоминировали коловратки – 26,2%.

Осенью основу биомассы формировали желетельные *M. leidy* (39,3%) и личинки полихет *Spionidae gen.sp.* (47,4%). Без учета желетельных лидировали личинки полихет *Spionidae gen.sp.* (78,1%).

Весной 2021 г. средняя общая биомасса зоопланктона составляла 157,5 мг/м³, 80,8% ее было представлено веслоногими рачками *C.aquae-dulcis* и *A.tonsa*. На долю факультативных приходилось 11,6% общей биомассы, коловраток 7,6%.

В отличие от предшествующих лет, летняя биомасса по сравнению с весенней, возросла и составляла 405,4 мг/м³. Как и весной, доминирующая роль принадлежала копеподам (77,8% общей биомассы), субдоминировали факультативные – 18,3%.

Осенью 2021 г. роль факультативных резко возросла – 71,1% общей биомассы, доля копепод составляла 28,9%.

В целом, значение биомассы в 2019-2020 гг. снижалось от весны к лету и возрастало к осени, в 2021 г. последовательно возрастало от весны к осени.

Ведущую роль в формировании биомассы весной и летом играли веслоногие рачки *Acartia tonsa* и *Calanipeda aquae-dulcis*, субдоминировали, как правило, коловратки *Brachionus quadridentatus*.

В 2021 г. при преимущественном значении в формировании биомассы веслоногих рачков, роль субдоминантов перешла к факультативным (личинкам полихет, усоногих раков и моллюсков).

Осенью основу биомассы на протяжении всего периода наблюдений составляли личинки полихет *Spionidae gen.sp.*

Весной 2022 г. основу биомассы формировали веслоногие – 89,2% от общей биомассы, субдоминировали факультативные, роль коловраток была символической.

Динамика изменений биомассы зоопланктона в исследованный период приведена в табл. 3.1.7-2.

Таблица 3.1.7-2 Средняя биомасса (мг/м³) зоопланктона на месторождении Актоты, 2019-2022 гг.

Год	Сезон	Rotatoria	Cladocera	Copepoda	Jellyfish	Прочие	Всего
2019	Весна	90.79	3.24	203.56	0	54.99	352.59
	Лето	21.34	17.56	59.52	0	10.23	108.66
	Осень	0	0	504	0	6126	6630
2020	Весна	6	0	219	0	9	234
	Лето	33	3	82	0	8	126
	Осень	0	0	186	551	664	1401
2021	Весна	12,0	0	127,2	0	18,3	157,5
	Лето	15,8	0	315,5	0	74,1	405,4
	Осень	0	0	123,2	0	303,7	426,9
2022	Весна	0,37	0	388,24	0	46,69	435,31

Вариации значений биомассы зоопланктона по основным отделам за исследованный период по сезонам приведены на рис. 3.1.7-3.

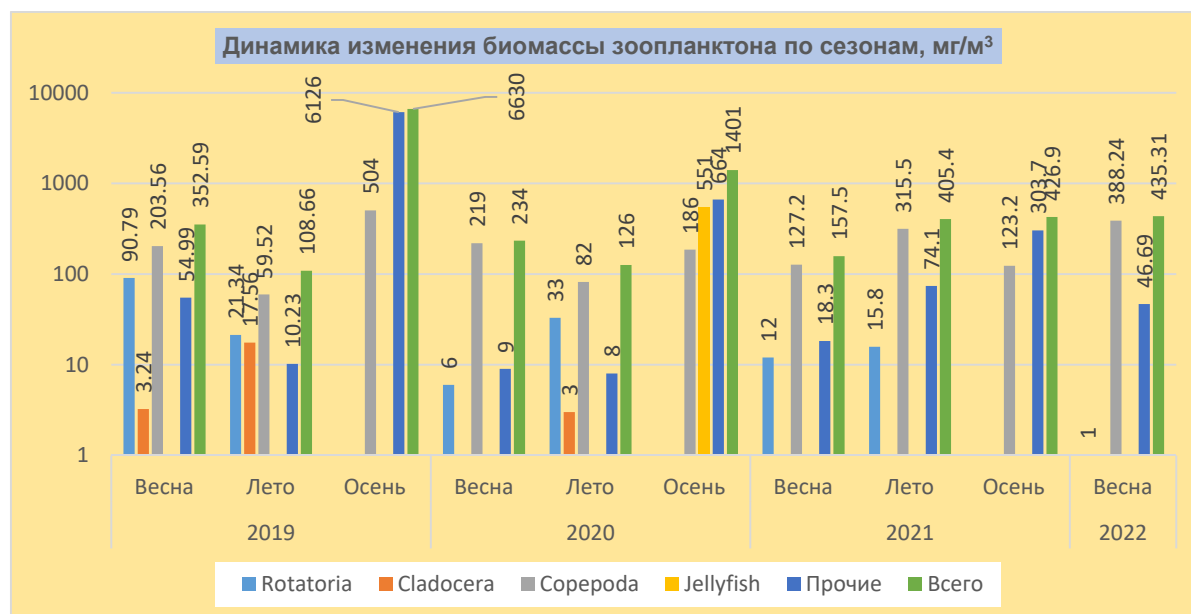


Рисунок 3.1.7-3 Значения биомассы зоопланктона по сезонам 2019-2022 гг.

Выводы

В пространственно-временном аспекте количественные показатели зоопланктона изменялись в значительных пределах. Доминирующее положение в зоопланктоне занимал ограниченный набор типично каспийских видов, включающий коловратку *Brachionus quadridentatus*, веслоногих *Calanipeda aquae-dulcis*, *Acartia tonsa*, факультативных планктеров – личинок моллюсков, циррипедий, в отдельные периоды – гребневика мнемипсиса и медуз.

Сезонная динамика фитопланктона в 2020 и 2022 гг. была в целом характерной для Северного Каспия: от весны к осени наблюдалось возрастание количественных показателей.

Структура доминирования видов в зоопланктонных сообществах весной и летом характеризовалась расположением кривой биомассы выше кривой численности, что отражало доминирование старших возрастных стадий веслоногих ракообразных. Осенью значения *W* статистики Кларка понизились, а кривые биомассы и численности поменялись местами. Это свидетельствовало о преобладании мелкоразмерных особей в зоопланктонном сообществе.

Анализ осенней структуры доминирования видов зоопланктона обследованной акватории характеризовалась преобладанием крупных форм, в основном, крупные представители меропланктона – медузы и гребневик. Еще одним структурообразующим видом являлся недавний вселенец, полихета сем. *Spionidae*. Полученные данные в целом свидетельствовали о незначительном нарушении сообществ.

В целом, за описываемый период (исключая осень 2021г.) зоопланктон акватории района Актоты был представлен довольно устойчивым сообществом при высоком уровне видового сходства.

Основные характеристики состояния зоопланктонного сообщества акватории месторождения Актоты приведены в табл. 3.1.7-3 и на рис. 3.1.7-4.

Таблица 3.1.7-3 Основные показатели состояния зоопланктонного сообщества акватории месторождения Актоты за период 2019-2022гг.

Год	Сезон	Количество видов	Численность, млн.кл./м ³	Биомасса, мг/м ³	Индексы			
					Видового богатства (Margalef)	Разнообразия (Shannon-Wiener)	Выровненности (Pielou)	Доминирования (Simpson)
2019	Весна	17	240940.0	352.59	0.85	1.89	0.63	0.64
	Лето	17	63770,5	108,66	1.02	1.93	0.54	0.66
	Осень	8	1706767	6630	0,6	0,92	0,32	0,36
2020	Весна	10	56626	234	0,69	1,87	0,62	0,69
	Лето	14	124069	126	1,13	1,74	0,48	0,54
	Осень	15	254029	1401	0,49	0,57	0,22	0,22
2021	Весна	12	49295,7	157,5	0,73	2,14	0,69	0,73
	Лето	16	154356,4	405,43	0,98	1,98	0,55	0,66
	Осень	4	78870	426,9	0,27	0,91	0,46	0,35
2022	Весна	13	104625	435,1	0,56	1,74	0,61	0,68

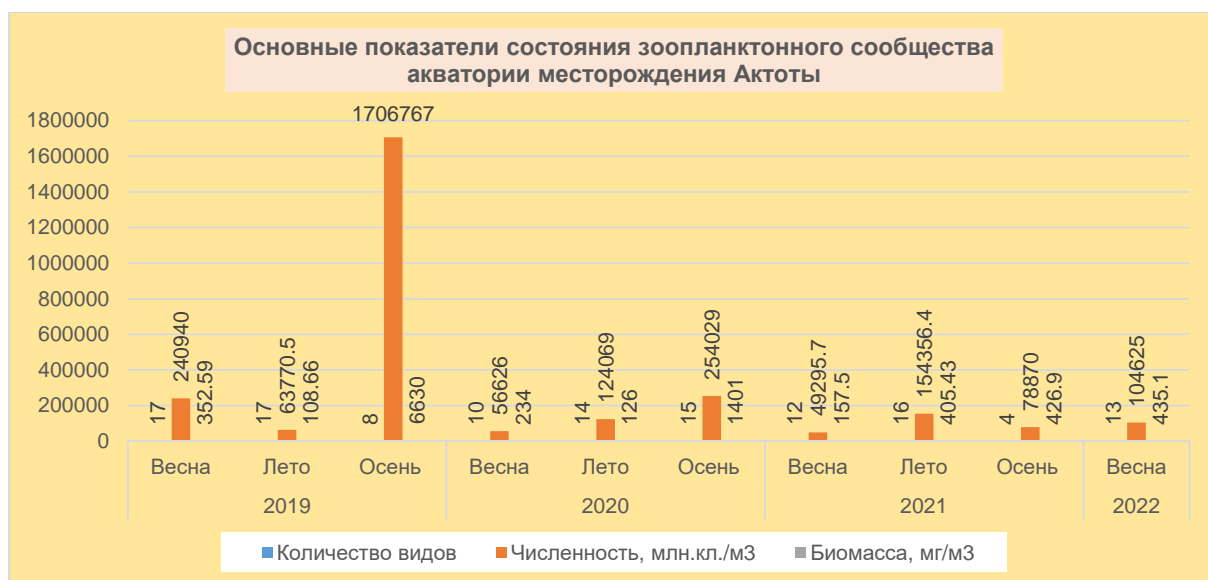


Рисунок 3.1.7-4 Основные показатели состояния зоопланктонного сообщества акватории месторождения Актоты

3.1.7.2. Маршрут проектируемых трубопровода/путей сообщения с сушей

Таксономический состав и частота встречаемости

Весной 2020 г. в составе зоопланктона трассы трубопровода/путей сообщения с сушей обнаружено 18 таксонов, из них коловраток 2, ветвистоусых – 1, веслоногих – 6, прочих – 9.

Фоновыми видами со встречаемостью 100% были веслоногие рачки *Acartia tonsa*, *Halicyclops sarsi* и *Calanipeda aquae-dulcis*, личинки усонюгих раков *Cirripedia gen.sp.* и моллюсков *Bivalvia gen.sp.*

В летнем зоопланктоне обнаружено 23 таксона, из них коловраток 7, ветвистоусых 1, веслоногих – 5, факультативных – 10.

Широкое распространение с 100% встречаемостью по акватории имели коловратки *Filinia longiseta*, веслоногие рачки *A. tonsa*, *C. aquae-dulcis*, личинки усонюгих раков *Cirripedia gen.sp.* фоновыми видами с встречаемостью более 80% были также коловратки *Brachionus angularis*, *Brachionus quadridentatus*, *Brachionus plicatilis*.

Осенний зоопланктон был представлен 13 таксонами, включая 2 вида коловраток, 3 таксона веслоногих и 8 таксона факультативных планктеров, включая 1 вид медуз. Фоновыми видами, с широким распространением по акватории, являлись веслоногие рачки *A. tonsa*, *C. aquae-dulcis*, а также личинки полихет *Spionidae gen.sp.*

От весны к лету 2020 г. видовое богатство зоопланктона на трассе трубопровода несколько увеличилось, преимущественно за счет увеличения количества видов коловраток. Осенью видовое разнообразие резко снизилось – из перечня полностью выпали ветвистоусые, 5 таксонов коловраток, по 2 таксона веслоногих и факультативных.

Ведущая роль в формировании видового разнообразия принадлежала факультативным планктерам (50% и более от общего количества видов), субдоминировали копеподы, роль других групп эпизодическая.

Зоопланктонное сообщество в сезонном плане было представлено 13-23 таксонами, максимальное разнообразие отмечалось летом, минимальное – осенью 2020г.

В целом, видовой состав трассы трубопровода был несколько более разнообразен, чем в акватории контрактной территории месторождения Актоты.

В 2020 г. фоновыми видами, широким распространением по акватории, вне зависимости от сезона, являлись веслоногие рачки *A. tonsa*, *C. aquae-dulcis*, из факультативных весной и летом *Bivalvia gen.sp.* и *Cirripedia gen.sp.*, осенью личинки полихет *Spionidae gen.sp.*

В этот период зоопланктон акватории трассы трубопровода был представлен близкой структурой сообщества при высоком уровне видового сходства.

Видовой состав весной и летом был достаточно близким, однако осенью было отмечено существенное сокращение разнообразия – всего 13 видов по сравнению с 23 видами летом.

Весной 2022 г. видовой состав представляли 10 таксонов – коловратки 2 вида, копеподы 3 вида, факультативные 5 видов. Фоновыми видами являлись веслоногие рачки *A. tonsa*, *C. aquae-dulcis*, из факультативных *Bivalvia gen.sp.*, личинки нематод *Nematoda gen.sp.*

На рис. 3.1.7-5 приведен таксономический состав зоопланктонного сообщества трассы трубопровода/путей сообщения с сушей.

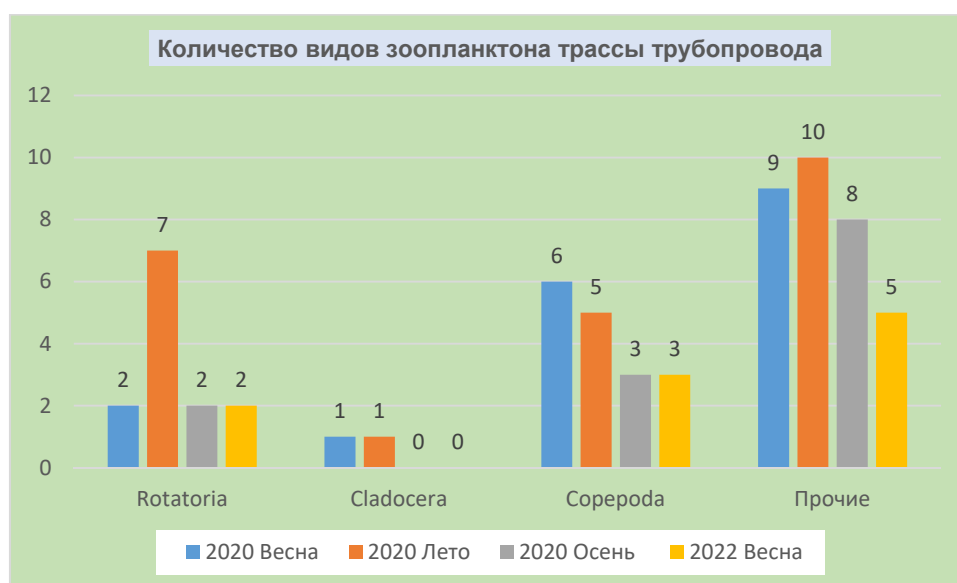


Рисунок 3.1.7-5 Таксономический состав зоопланктонного сообщества трассы трубопровода

Численность основных отделов зоопланктона

Средняя общая численность зоопланктона в 2020 г. изменялась от 111200 экз/м³ весной, до 125348 экз/м³ летом и осенью 293894,7 экз/м³. Максимальная численность наблюдалась осенью, минимальная – весной.

Весной в численном отношении преобладали коловратки (51,2%), субдоминировали веслоногие рачки (41,8%), летом их роль была практически равнозначной.

Осенью основу численности составляли факультативные (80,2% от общей численности), представленные преимущественно личинками полихет, субдоминировали веслоногие рачки.

Весной 2022 г. в численности резко преобладали коловратки (76,7% от общей численности), вклад веслоногих составлял 14,5%, факультативных – 8,8%.

Динамика общей численности зоопланктона в исследованный период приведена в табл. 3.1.7-4.

Таблица 3.1.7-4 Средняя численность (экз/м³) зоопланктона на трассе трубопровода

Год	Сезон	Rotatoria	Cladocera	Сопепода	Jellyfish	Прочие	Всего
2020	Весна	57718	0	46539	0	6943	111200
	Лето	61983	609	61283	0	1473	125348

Год	Сезон	Rotatoria	Cladocera	Copepoda	Jellyfish	Прочие	Всего
2022	Осень	16,25	0,00	58134,00	21,63	235722,75	293894,75
	Весна	400000	0	75595	0	45910	521505

Соотношение численности зоопланктов по группам и по сезонам приведено на рис. 3.1.7-6.

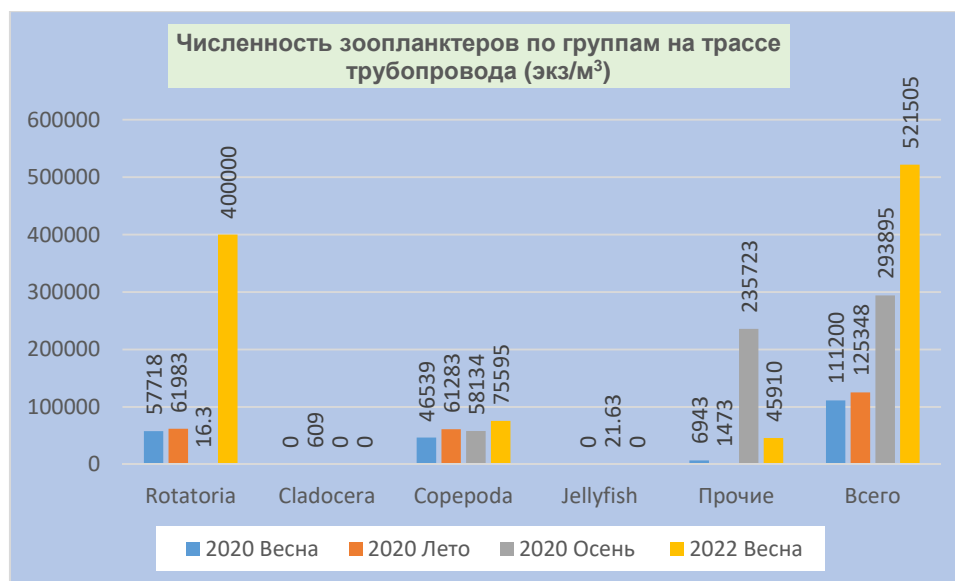


Рисунок 3.1.7-6 Соотношение численности зоопланктонного сообщества трассы трубопровода по основным группам

Биомасса зоопланктона

За рассматриваемый период общая биомасса зоопланктона варьировала в пределах 142,8-1375,4 мг/м³. Минимальные значения биомассы зоопланктонного сообщества фиксировались летом 2020 г., максимальные – осенью.

Значение биомассы в 2020 г. снижалось от весны к лету и возрастало к осени.

Ведущую роль в формировании биомассы весной и летом играли веслоногие рачки *Acartia tonsa* и *Calanipeda aquae-dulcis*, субдоминировали, как правило, коловратки.

Осенью, при преимущественном значении в формировании биомассы факультативных (личинки полихет, усонюгих раков и моллюсков), роль субдоминантов перешла к желеобразным, представленных *Blackfordia virginica*.

Весной 2022 г. основу биомассы составляли веслоногие рачки *Acartia tonsa* и *Calanipeda aquae-dulcis*, субдоминировали коловратки. Структура зоопланктонного сообщества была аналогична весенней 2020 г., однако значение биомассы было выше практически в 3,5 раза.

Динамика изменений биомассы зоопланктона в исследованный период приведена в табл. 3.1.7-5 и на рис. 3.1.7-7.

Таблица 3.1.7-5 Средняя биомасса (мг/м³) зоопланктона на трассе трубопровода

Год	Сезон	Rotatoria	Cladocera	Copepoda	Jellyfish	Прочие	Всего
2020	Весна	30,25	0,00	277,50	-	13,71	321,46
	Лето	31,95	2,69	100,50	0,00	7,65	142,80
	Осень	0,01	0,00	266,04	374,62	734,75	1375,40
2022	Весна	211,57	0,00	901,83	0,00	58,22	1171,61

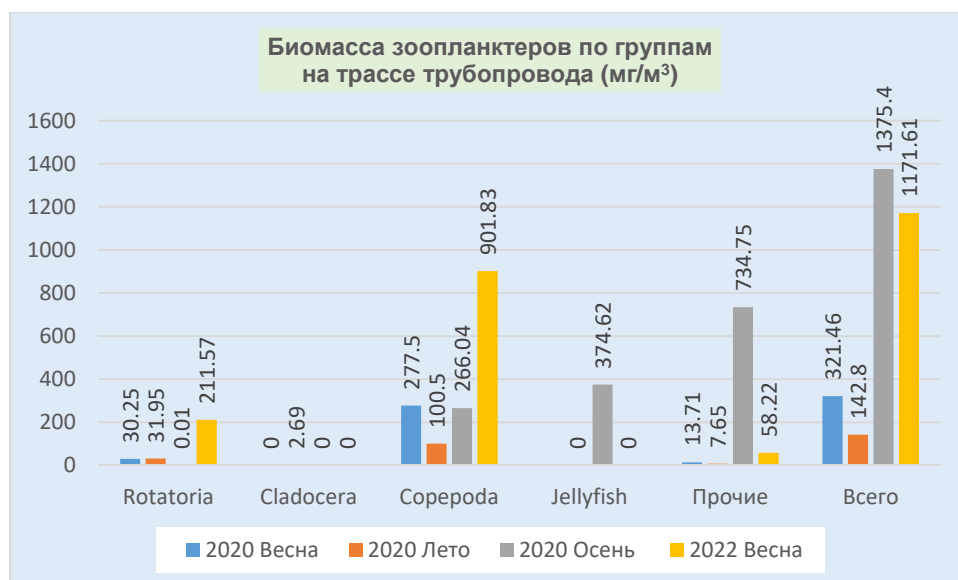


Рисунок 3.1.7-7 Соотношение численности зоопланктонного сообщества трассы трубопровода по основным группам

Выводы

В пространственно-временном аспекте количественные показатели зоопланктона изменялись в значительных пределах. Доминирующее положение в зоопланктоне занимал ограниченный набор типично каспийских видов, включающий коловратку *Brachionus quadridentatus*, веслоногих *Calanipeda aquae-dulcis*, *Acartia tonsa*, факультативных планктонов – личинок моллюсков, циррипедий, в отдельные периоды – гребневика мнемипсиса и медуз.

Анализ осенней структуры доминирования видов зоопланктона обследованной акватории характеризовалась преобладанием крупных форм, в основном, крупные представители меропланктона – медузы и гребневик.

В целом, за описываемый период (исключая осень) зоопланктон акватории трубопровода, как и района Актоты, был представлен довольно устойчивым сообществом при близком уровне видового сходства.

Основные характеристики состояния зоопланктонного сообщества акватории трассы трубопровода приведены в табл. 3.1.7-6 и на рис. 3.1.7-8.

Таблица 3.1.7-6 Основные показатели состояния зоопланктонного сообщества акватории трассы трубопровода

Год	Сезон	Количество видов	Численность, млн.кл./м ³	Биомасса, мг/м ³	Индексы			
					Видового богатства (Margalef)	Разнообразия (Shannon-Wiener)	Выровненности (Pielou)	Доминирования (Simpson)
2020	Весна	18	111200	321,46	0,76	1,8	0,56	0,64
	Лето	23	125348	142,80	0,97	2,04	0,58	0,65
	Осень	13	293894,75	1375,40	0,37	0,33	0,76	0,30
2022	Весна	10	521505	1171,61	0,48	1,61	0,59	0,61



Рисунок 3.1.7-8 Основные показатели состояния сообщества зоопланктона акватории трассы трубопровода

3.1.8. Макрозообентос

3.1.8.1. Акватория месторождения Актоты

За период с 2001 по 2022 гг. на акватории месторождения Актоты зарегистрирован 91 вид макрозообентоса, в том числе Vermes – 12, Mollusca – 8, Crustacea – 58, Insecta – 8, Прочие – 5. Максимальную частоту встречаемости во все годы и сезоны указанного периода имели полихета *H. diversicolor* и малощетинковые черви *Oligochaeta gen.sp.* Также в число наиболее распространённых видов вошли полихета *H. kowalewskii*, двустворчатые моллюски *A. ovata* и *C. lamarcki*, кумовые раки *P. pectinata*, *Sch. bilamellatus*, *St. gracilis*, *St. graciloides*, амфиподы *St. (St.) similis*, *St. (St.) macrurus*, *G. (Y.) pusilla*. Кроме того, начиная с 2018 г., широкое распространение получил недавний вселенец *Spionidae gen.sp.*

Таксономический состав и частота встречаемости

Ведущая роль в формировании видового разнообразия принадлежала ракообразным – 55-65% от общего числа видов, субдоминировали черви.

Сообщество донной фауны в сезонном плане было представлено 10-26 таксонами, максимальное разнообразие отмечалось летом 2019 и 2020гг. (24-26 видов), минимальное – осенью 2021г. – всего 10 таксонов.

Весной 2019 г. фауна донных беспозвоночных насчитывала 22 таксона из 3 групп, в том числе черви – 4, моллюски – 4, ракообразные – 14.

Повсеместно встречался *Hediste diversicolor*, *Oligochaeta gen. sp.*, к широко распространённым также относились 3 вида ракообразных: *Stenocuma gracilis*, *Stenocuma graciloides* и *Stenogammarus (St.) macrurus*.

Летом макрозообентос был представлен 26 таксонами из 3 групп беспозвоночных: черви – 5 моллюски – 4, ракообразные – 17.

С 100% встречаемостью наблюдались *Oligochaeta gen. sp.*, полихеты *Spionidae gen. sp.*, *H. diversicolor*, бокоплав *Corophium curvispinum*. Широко распространёнными были бокоплав *St. (St.) macrurus*, кумовые раки *Pterocuma pectinata*, *St. gracilis*, *St. graciloides*.

Осенью видовое разнообразие несколько снизилось, в бентосе было представлено 22 таксона, в том числе: черви – 5, моллюски – 3, ракообразные – 13, прочие – 1. Повсеместно по обследованной акватории встречались *H. diversicolor*, *Pt. pectinata*, *St. graciloides*, *St. (St.) similis*, *St. (St.) macrurus*, *Gmelina (Y.) pusilla*, *C. curvispinum*.

В 2020 г. весной фауна донных беспозвоночных насчитывала 19 таксона из 3 групп, в том числе черви – 4, моллюски – 4, ракообразные – 11. Фоновыми видами (встречаемость более 80%) были черви *H. diversicolor*, *Spionidae gen. sp.*, *Oligochaeta gen. sp.* и 2 вида ракообразных – *St. graciloides* и *Pt. pectinata*.

Летом макрозообентос насчитывал 24 таксона из 4 групп беспозвоночных: черви – 5 моллюски – 4, ракообразные – 14, прочие – 1. Повсеместно встречались полихеты *H. diversicolor*, *Spionidae gen. sp.*, моллюск *Cerastoderma lamarcki*, кумовые раки *Pt. pectinata*, *St. gracilis*, бокоплав *St. (St.) similis*. Факультативные были представлены гидроидом *Bougainvillia megas*.

Осенью в бентосе было представлено 22 таксона, в том числе: черви – 6, моллюски – 4, ракообразные – 11, прочие – 1. Повсеместно по акватории месторождения встречались *H. diversicolor* и *St. (St.) similis*, широкое распространение также имели *Oligochaeta gen. sp.*, *Spionidae gen. sp.*, *St. graciloides*, *G. (Y.) pusilla*, *C. curvispinum*.

В целом, в 2019-2020 гг. фоновыми видами, с широким распространением по акватории, вне зависимости от сезона, являлись *Hediste diversicolor*, *Oligochaeta gen. sp.*, *Spionidae gen. sp.*, из ракообразных – *Stenocuma gracilis* и *Stenogammarus (St.) macrurus*, широко распространены были также кумовые раки *Pterocuma pectinata*, *Stenocuma graciloides*, моллюск *Cerastoderma lamarcki*.

В этот период макрозообентос акватории района Актоты был представлен близкой структурой сообщества при высоком уровне видового сходства.

Видовой состав 2021 г. весной и летом был близким к видовому составу сезонов предшествующих лет – 18 и 23 видов соответственно, однако осенью было отмечено существенное сокращение разнообразия – всего 10 видов.

Весной 2021 г. фауна донных беспозвоночных насчитывала 17 таксона из 4 групп, в том числе черви – 4, моллюски – 2, ракообразные – 10, прочие – 1. Фоновыми видами с встречаемостью 100% были *Hediste diversicolor*, и *Stenogammarus (St.) similis*.

Летний состав донной фауны отличался от весеннего незначительно – черви – 3, моллюски – 3, ракообразные – 11, всего 17 видов. Фоновыми видами являлись черви *Hediste diversicolor*, *Oligochaeta gen. sp.*, моллюск *Cerastoderma lamarcki*, ракообразные *Stenocuma graciloides*, *Stenocuma gracilis*, *Stenogammarus (St.) similis*.

Осеннее видовое разнообразие 2021 г. было минимальным за рассматриваемый период – 10 таксонов, из них черви – 3, моллюски – 1, ракообразные – 6. С 100% встречаемостью наблюдались *Oligochaeta gen. sp.*, полихеты *Spionidae gen. sp.*, *H. diversicolor*, кумовые раки *Stenogammarus*, амфиподы *Gmelina (Yogmelina) pusilla*.

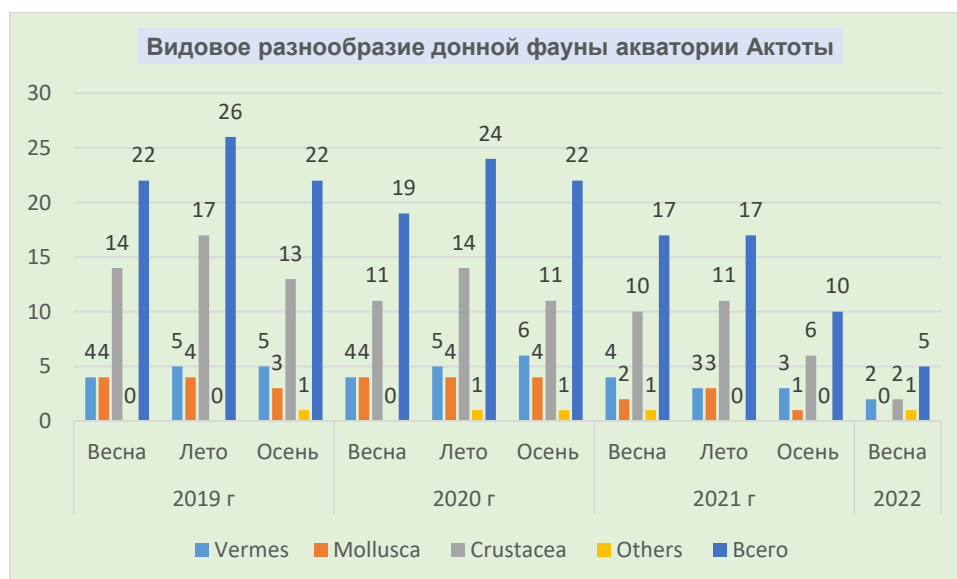


Рисунок 3.1.8-1 Таксономический состав макрозообентоса акватории Актоты

Численность донной фауны

Средняя общая численность зообентоса за представленный период изменялась от 3485 до 11063 экз./м². Максимальная численность наблюдалась весной 2020г., минимальная – летом 2019г. Вариации межсезонной и межгодовой численности в целом незначительны, экстремальные значения не характерны. Тенденций зависимости численности зообентоса от смены сезонов не наблюдается.

В 2019 г. весной численность макрозообентоса варьировала от 3107 до 11107 экз./м², в среднем составив 5861 экз./м². Доминировали черви – 66%, с фоновым видом *H. diversicolor* (49%).

Летом средняя численность бентоса составила 3485 экз./м², при изменениях показателя по акватории от 1993 до 44560 экз./м². Доминировали черви (53%), при субдоминировании ракообразных (45%). Руководящее значение имели *H. diversicolor* (33%), *C. curvispinum* (14%) и *St. (St.) macrurus* (12%).

Осенью средняя численность макрозообентоса составила 6080 экз./м². Доминировали ракообразные – 67%, с ведущим значением *St. graciloides* (21%) и *St. (St.) similis* (16%).

В 2019 г. весной и летом основу численности составляли черви (53-66,1% от общей численности) с ведущей ролью *Hediste Diversicolor* и *Spionidae gen. sp.*, субдоминировали ракообразные, преимущественно *C. curvispinum*, и *St. (St.) macrurus*. Осенью лидерство в численности перешло к ракообразным – 66,9%, доля червей составляла 27,6%, гидроид *Bougainvillia megas* – 4,5%. Общая численность донной фауны уменьшалась от весны к лету и далее возрастала осенью.

В 2020 г. весной численность макрозообентоса варьировала от 7973 до 14080 экз./м², в среднем составив 10367 экз./м². Доминировали ракообразные – 76%, с преобладанием вида *St. Graciloides* (39%).

Летом средняя численность бентоса составила 10619 экз./м², при изменениях показателя по акватории от 5333 до 17120 экз./м². Доминировали ракообразные (73%), что было обусловлено высокой долей *S. graciloides* (25%).

Осенью средняя численность макрозообентоса составила 5157 экз./м², при колебаниях численности по акватории от 3147 до 7213 экз./м². Доминировали ракообразные – 68%, преимущественно за счёт *St. (St.) similis* (36%).

Динамика изменения численности, по сравнению с предшествующим годом отличалась – от весны к осени происходило стабильное снижение.

В 2021 г. весной по численности доминировали ракообразные – 49,6%, преимущественно *St. Graciloides* и *Stenogammarus (St.) similis*, по количеству им несколько уступали черви – 46,2%; летом и осенью преобладали черви.

В 2021 г. от весны к лету отмечалось значительное увеличение численности (в 2,4 раза) за счет личинок моллюсков с последующим снижением показателя значений осенью.

Весной 2022 г. отмечалось минимальное видовое разнообразие – всего 5 таксонов: по два черви и ракообразные и один вид насекомых, не фиксируемый в предыдущих наблюдениях (*Hydraenidae gen.sp.*). в этом сезоне отмечена также минимальная за период наблюдений общая численность макрозообентоса.

Динамика общей численности макрозообентоса в исследованный период приведена в табл. 3.1.8-1 и на рис. 3.1.8-2.

Таблица 3.1.8-1 Средняя численность (экз./м²) макрозообентоса на месторождении Актоты, 2019-2022гг.

Год	Сезон	Vermes	Mollusca	Crustacea	Others	Всего
2019	Весна	3877	338	1645	0	5861
	Лето	1859	63	1562	0	3485
	Осень	1680	60	4067	273	6080

Год	Сезон	Vermes	Mollusca	Crustacea	Others	Всего
2020	Весна	2327	175	7865	0	10367
	Лето	2384	493	7699	43	10619
	Осень	1597	56	3493	11	5157
2021	Весна	1304,8	120	1402	0	2827
	Лето	2484	1963	2308	0	6755
	Осень	2453	13	1027	0	3493
2022	Весна	96	0	8	25	129

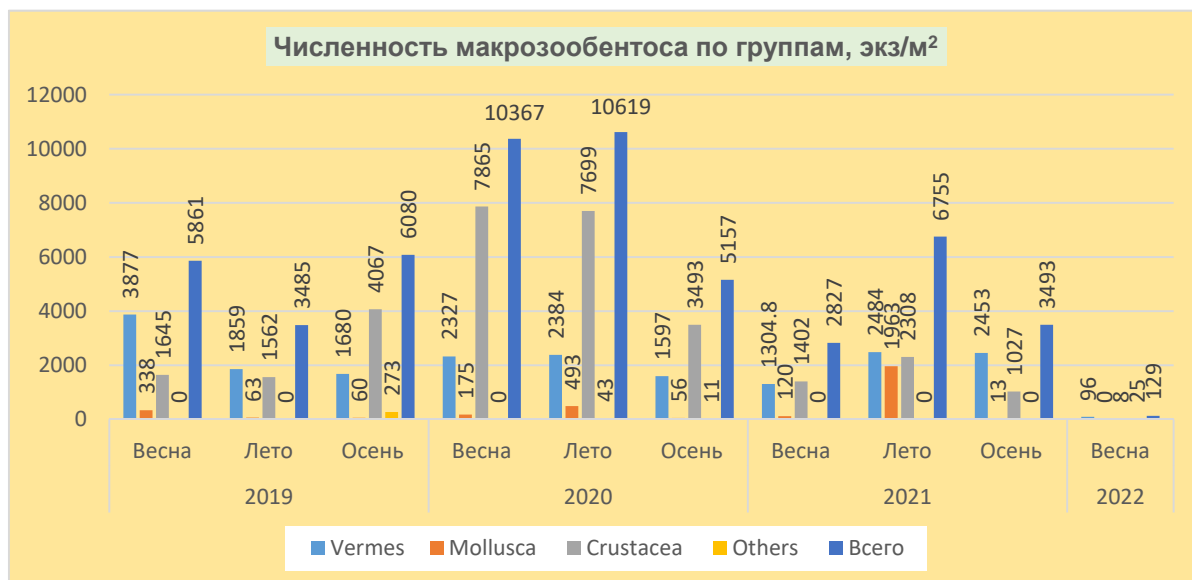


Рисунок 3.1.8-2 Численность макрозообентоса акватории Актоты по группам

Биомасса донной фауны

За рассматриваемый период 2019-2021гг. общая биомасса зообентоса варьировала в достаточно широких пределах от 1539 до 13365 мг/м². Минимальные значения биомассы зоопланктонного сообщества фиксировались весной 2019г., максимальные - летом 2020г.

В 2019 г. весной биомасса гидробионтов изменялась в пределах от 695 до 4156 мг/м², в среднем составляя 1539 мг/м². Её основу создавали черви – 73%, с основным вкладом *H. diversicolor* (40%), субдоминировали ракообразные – 22,6%.

Летом биомасса гидробионтов менялась в пределах от 1646 до 5405 мг/м², в среднем составляя 3591 мг/м². Преобладали черви – 60%, что было обусловлено высокой долей *Spionidae gen. sp.* (30%) и *H. diversicolor* (29% общей биомассы), роль субдоминанта перешла к моллюскам с 25,4% общей биомассы.

Осенью биомасса донных беспозвоночных в среднем достигала 6835 мг/м². Её основу создавали моллюски (56%), с высокой долей видов *H. angusticostata* и *A. ovata* – 28% и 18%, соответственно.

Весной 2020г. биомасса бентосных организмов в среднем составляя 10863 мг/м². Преобладали черви – 49,9%, доли ракообразных и моллюсков были приблизительно равны – по 25%.

Летом биомасса бентофауны несколько увеличилась – до 16384 мг/м², ее основу составляли моллюски с лидирующей ролью *Cerastoderma lamarcki* и *Hypanis angusticostata* – 46,1%, субдоминировали ракообразные (31,1%), в основном, *Pterocuma pectinata* и род *Stenocuma*. Биомассу червей формировали *Spionidae gen. sp.* и *Hediste diversicolor*.

Осенью показатель биомассы снизился, средняя биомасса составляла 9857 мг/м², ведущая роль в его формировании принадлежала ракообразным – 51,8%, в основном баянусу *B. Improvisus*, субдоминировали черви – 46%.

В 2021 г. весной общая средняя биомасса составляла 8005 мг/м² при лидирующей роли моллюсков (59,3% от общей биомассы), доли червей и ракообразных составляли 29,1% и 11,6%.

К лету величина общей биомассы макрозообентоса достигла 8636,5 мг/м², формировалась она почти равными долями моллюсками и червями (80,7%).

Осенью биомасса формировалась преимущественно червями – 80,2%, основу ее составляли *Spionidae gen. sp.* и *Hediste diversicolor*, субдоминировали ракообразные.

Практически в половине случаев, преимущественно летом и осенью, основу биомассы донной фауны создавали моллюски, при доминировании *Cerastoderma lamarcki* и *Hypanis angusticostata*, субдоминировали в большинстве случаев черви, представленные *Spionidae gen. sp.* и *Hediste diversicolor*.

Эти же таксоны червей доминировали весной и летом 2019 г., весной и осенью 2020 г. основная роль принадлежала ракообразным *Balanus improvisus*.

Весной 2022 г. биомасса донной фауны, как и ее численность, характеризовалась минимальными за период наблюдений значениями.

Динамика изменений биомассы зообентоса в исследованный период приведена в табл. 3.1.8-2 и рис. 3.1.8-3.

Таблица 3.1.8-2 Средняя биомасса (мг/м²) донной фауны на месторождении Актоты, 2019-2022гг.

Год	Сезон	Vermes	Mollusca	Crustacea	Others	Всего
2019	Весна	1127	64	348	0	1539
	Лето	2164	913	514	0	3591
	Осень	1671	3830	1326	8	6835
2020	Весна	5426	2764	2673	0	10863
	Лето	3725	7558	5099	1	16384
	Осень	4546	206	5103	1	9857
2021	Весна	2329	4746	930	0	8005
	Лето	3461,5	3510,5	1663,5	0	8635,5
	Осень	3667	227	667	0	4571
2022	Весна	136	0	4	13	152

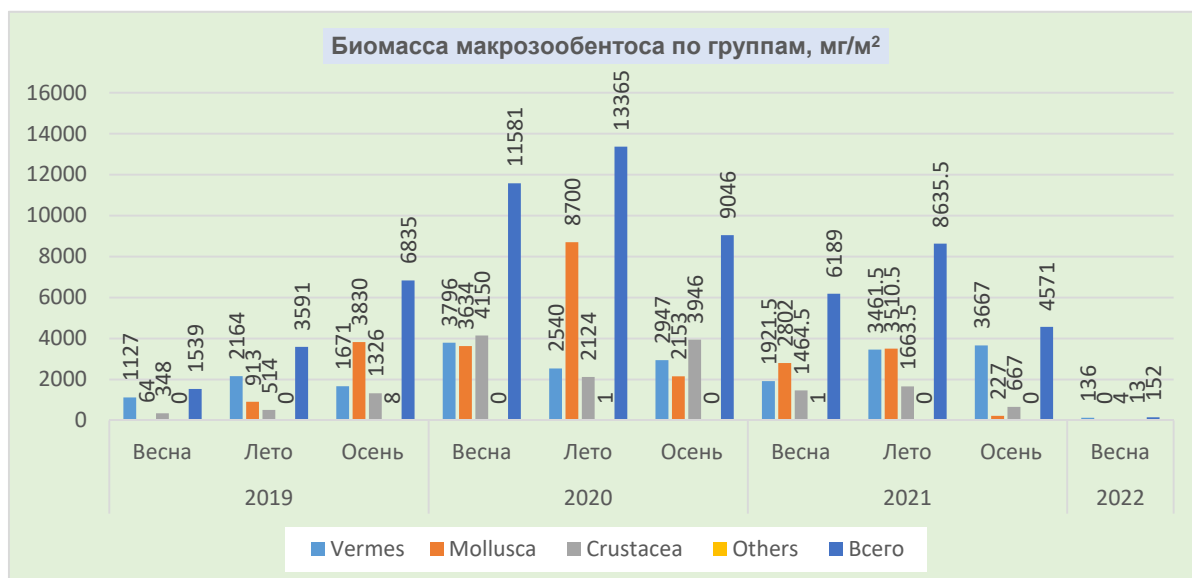


Рисунок 3.1.8-3 Биомасса макрозообентоса акватории Актоты по группам

Выводы

В целом, от весны к лету общее количество видов бентоса увеличилось, при незначительном снижении его численности. К осени на фоне роста численности, общее число видов уменьшалось до уровня весеннего значения. В сезонной динамике

биомассы и всех структурных показателей наблюдался рост от весны к осени. Разнообразие было умеренным на протяжении всего года.

В весеннем и летнем бентосе основу количественных показателей создавали черви, осенью по численности лидировали ракообразные, по биомассе – моллюски. Структура доминирования видов в межгодовом разрезе была сходной, свидетельствуя о заметной доле мелкоразмерных особей в сообществе.

Весной и летом 2019 г. и 2021 г. численность и биомасса бентоса были существенно ниже, чем в 2020 г. Весна 2022 г. характерна минимальными за весь период наблюдений показателями численности и биомассы фауны донного сообщества.

В осеннее время разница количественных показателей не столь заметна. Разнообразие весеннего и летнего бентоса было ниже, осеннего – выше, чем наблюдаемое год спустя.

Основные показатели состояния макрозообентоса акватории месторождения Актоты за период 2019-2021 гг. сведены в табл. 3.1.8-3 и представлены на рис. 3.1.8-4.

Таблица 3.1.8-3 Основные показатели состояния макрозообентоса акватории месторождения Актоты за период 2019-2022гг.

Год	Сезон	Количество видов	Численность, экз/м ²	Биомасса, мг/м ²	Индексы			
					Видового богатства (Margalef)	Разнообразия (Shannon-Wiener)	Выровненности (Pielou)	Доминирования (Simpson)
2019	Весна	22	5861	1539	1.48	2.36	0.63	0.67
	Лето	26	3485	3591	1.71	2.80	0.72	0.79
	Осень	22	6080	6835	1.95	3.07	0.74	0.84
2020	Весна	19	11063	11581	1,20	2,53	0,71	0,75
	Лето	24	6538	13365	1,52	3,04	0,78	0,84
	Осень	21	5204	9046	1,66	2,99	0,77	0,82
2021	Весна	18	4160,5	6189	1,01	2,06	0,64	0,66
	Лето	23	4481,5	8635,5	1,17	2,31	0,67	0,71
	Осень	10	3493	4571	1,10	2,00	0,60	0,60
2022	Весна	5	129	152	0,11	0,37	0,81	0,19

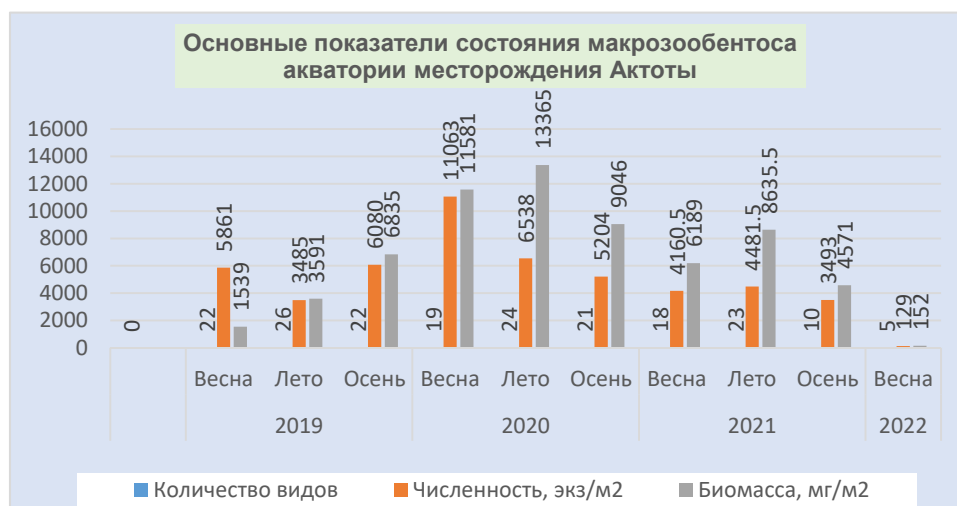


Рисунок 3.1.8-4 Характеристики макрозообентоса акватории Актоты

3.1.8.2. Маршрут проектируемых трубопровода/путей сообщения с сушей

Таксономический состав и частота встречаемости

Всего на трассе трубопровода/путей сообщения с сушей весной присутствовали 27 видов макрозообентоса: черви – 6, моллюски – 4, ракообразные 17. Фоновыми видами были: из червей – *Hediste diversicolor*, *Oligochaeta gen. sp.*, *Spionidae gen. sp.*, из ракообразных – *Stenocuma gracilis*, кумовые раки *Pterocuma pectinate*.

Летом в акватории трубопровода отмечены 31 вид: черви – 6, моллюски – 5, ракообразные 17, прочие (факультативные) – 3. Фоновыми видами были: из червей – *Hediste diversicolor*, *Oligochaeta gen. sp.*, *Spionidae gen. sp.*, из ракообразных – *Stenocuma graciloides* и *Stenogammarus (Stenogammarus) macrurus*.

Осенью количество видов уменьшилось до 22: черви – 6, моллюски – 4, ракообразные 12. Фоновыми видами были: из червей – *Hediste diversicolor* и *Oligochaeta gen. sp.*, из ракообразных – *Stenogammarus (Stenogammarus) similis* и *Stenocuma gracilis*.

Ведущая роль в формировании видового разнообразия принадлежала ракообразным – 54,5-62,9% от общего числа видов, субдоминировали черви.

Сообщество донной фауны в сезонном плане было представлено 22-31 таксонами, максимальное разнообразие отмечалось летом 2020г., минимальное – осенью.

По сравнению с контрактной акваторией месторождения, видовое разнообразие на трассе трубопровода было богаче за счет ракообразных и, в меньшей мере, червей.

В 2020г. фоновыми видами, с широким распространением по акватории, вне зависимости от сезона, являлись *Hediste diversicolor*, *Oligochaeta gen. sp.*, *Spionidae gen. sp.*, из ракообразных – *Stenocuma gracilis*, широко распространены были также кумовые раки *Pterocuma pectinata*, *Stenocuma graciloides*.

Видовой состав весной и летом был близким, однако осенью было отмечено существенное сокращение разнообразия практически на треть.

Весной 2022 г. в макрозообентосе отмечено три вида червей и один вид насекомых, что свидетельствует о резком уменьшении биоразнообразия донной фауны.

Количество видов донной фауны трассы трубопровода по группам и сезонам иллюстрирует рис. 3.1.8-5.

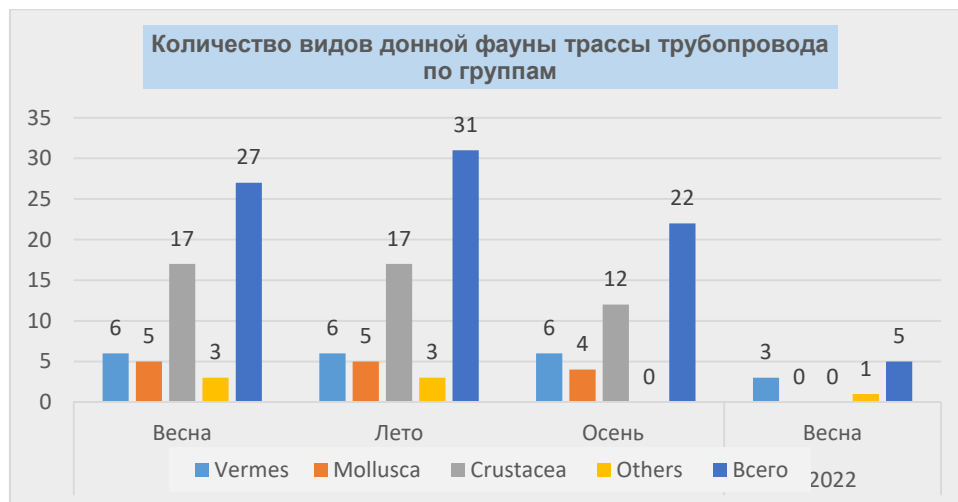


Рисунок 3.1.8-5 Количество видов донной фауны трассы трубопровода по группам

Исключая весну 2022 г. за весь исследованный период макрозообентос акватории трубопровода был представлен близкими сообществами при высоком уровне видового сходства.

Численность донной фауны

Средняя общая численность зообентоса на трассе проектируемого трубопровода/путей сообщения с сушей за представленный период изменялась от 3658 до 10497 экз/м². Максимальная численность наблюдалась весной, минимальная – летом 2020г.

Весной численность макрозообентоса по станциям наблюдения колебалась от 3440 до 19280 экз/м² при средней численности 10497 экз/м². Основу численности составляли ракообразные (65,4% от общей численности), субдоминировали черви (33,2%).

Летом ведущая роль перешла к червям (43,9%) с ведущей ролью *Hediste Diversicolor* и *Spionidae gen. sp.*, субдоминировали личинки моллюсков (39,2%).

Осенью по численности преобладали ракообразные (69%), субдоминировали черви.

Весной 2022 г. ведущее значение в формировании биомассы макрозообентоса принадлежало червям – 85,9% от общей биомассы, моллюски и ракообразные отсутствовали.

Межсезонная динамика изменения численности бентосных организмов по трассе трубопровода не совсем совпадает с таковой на акватории месторождения – при общем достаточно резком снижении показателя от весны к лету, осенняя численность по сравнению с летней не уменьшилась, а возросла.

Динамика общей численности макрозообентоса в исследованный период приведена в табл. 3.1.8-4 и на рис. 3.1.8-6.

Таблица 3.1.8-4 Средняя численность (экз/м²) макрозообентоса на трассе трубопровода

Год	Сезон	Vermes	Mollusca	Crustacea	Insecta	Others	Всего
2020	Весна	3491	138	6868	0	0	10497
	Лето	1606	1434	492	0	126	3658
	Осень	1495	27	3398	0	0	4920
2022	Весна	354	0	0	58	0	412

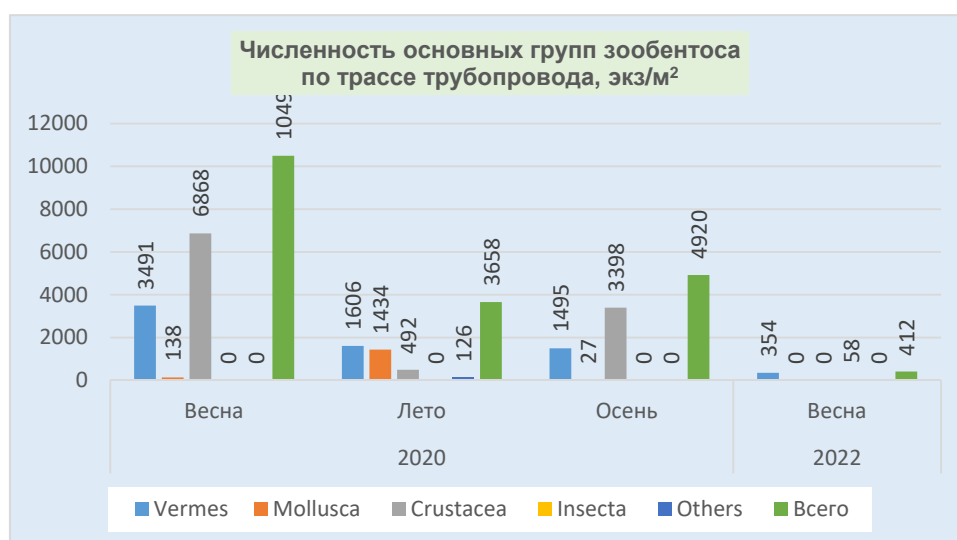


Рисунок 3.1.8-6 Численность донной фауны трассы трубопровода по группам Биомасса донной фауны

За рассматриваемый период общая биомасса зообентоса варьировала, в целом, в незначительных пределах, от 9907 до 12042 мг/м². Минимальные значения биомассы зоопланктонного сообщества фиксировались осенью, максимальные – весной 2020г.

Весной 2020г. средняя общая биомасса макрозообентоса на трассе трубопровода при колебании значений по станциям от 1078 до 42581 мг/м² составляла 12042 мг/м². Основу биомассы донной фауны создавали моллюски и ракообразные в приблизительно равной степени – 40,0% и 35,5% от общей биомассы, на долю червей приходилось 24,5%.

Летом колебания значений биомассы по станциям варьировали от 856 до 27241 мг/м² при среднем значении 11103 мг/м². При доминирующем значении моллюсков (74,7% от общей биомассы), по сравнению с весной, структура биомассы несколько изменилась – на роль субдоминанта вышли черви (20,9%), представленные преимущественно *Spionidae gen. sp.* и *Hediste diversicolor*.

Осенью колебания значений биомассы по станциям находились в пределах 2973-25673 мг/м² при среднем значении 9907 мг/м². Как им весной, основу биомассы донной фауны

создавали моллюски и ракообразные в приблизительно равной степени – 44,4% и 41,0% от общей биомассы, на долю червей приходилось 11,6%.

В целом, определяющая роль в формировании биомассы донного сообщества принадлежала моллюскам, весной и осень субдоминировали ракообразные, летом черви. Высокая дисперсия значений по станциям также была обусловлена неравномерным распределением их на различных участках акватории трубопровода.

Весной 2022 г. биомасса бентоса была на два порядка ниже, чем в 2020 г. и составляла 28 мг/м².

Динамика изменений биомассы зообентоса в исследованный период приведена в табл. 3.1.8-5 и на рис. 3.1.8-7.

Таблица 3.1.8-5 Средняя биомасса (мг/м²) донной фауны на трассе трубопровода

Год	Сезон	Vermes	Mollusca	Crustacea	Insecta	Others	Всего
2020	Весна	2949	4824	4270	0	0	12042
	Лето	2324	8297	473	0	10	11103
	Осень	1155	4693	4059	0	0	9907
2022	Весна	6	0	0	22	0	28

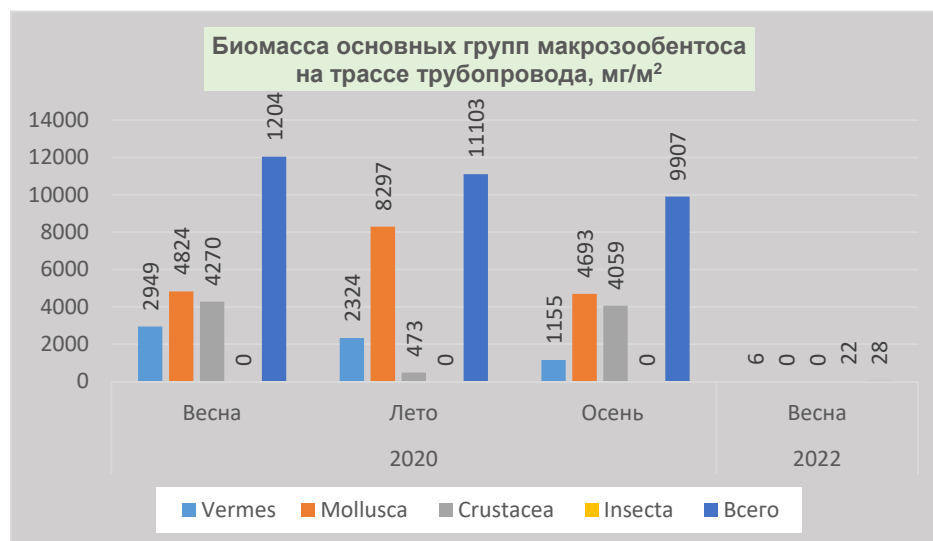


Рисунок 3.1.8-7 Биомасса основных групп макрозообентоса трассы трубопровода по группам

Выводы

Как и на акватории месторождения, от весны к лету общее количество видов бентоса увеличилось, при незначительном снижении его численности. К осени на фоне роста численности, общее число видов и биомасса уменьшались.

В сезонной динамике биомассы и всех структурных показателей наблюдается снижение от весны к осени. Разнообразие было умеренным на протяжении всего года.

В весеннем и летнем бентосе основу количественных показателей создавали черви, осенью по численности лидировали ракообразные, по биомассе – моллюски. Структура доминирования видов в межгодовом разрезе была сходной, свидетельствуя о заметной доле мелкоразмерных особей в сообществе.

Весна 2022 г. по значениям показателей продуктивности бентофауны резко не соответствует наблюдениям 2020 г.

Основные показатели состояния макрозообентоса акватории трассы трубопровода/путей сообщения с сушей приведены в табл. 3.1.8-6 и на рис. 3.1.8-8.

Таблица 3.1.8-6 Основные показатели состояния макрозообентоса акватории трассы трубопровода

Год	Сезон	Количество видов	Численность, экз/м ²	Биомасса, мг/м ²	Индексы			
					Видового богатства (Margalef)	Разнообразия (Shannon-Wiener)	Выровненности (Pielou)	Доминирования (Simpson)
2020	Весна	27	10497	12042	1,21	2,45	0,69	0,75
	Лето	31	3658	11103	1,29	2,55	0,72	0,75
	Осень	22	4920	9907	1,26	2,29	0,65	0,69
2022	Весна	5	412	28	0,03	0,03	0,22	0,02

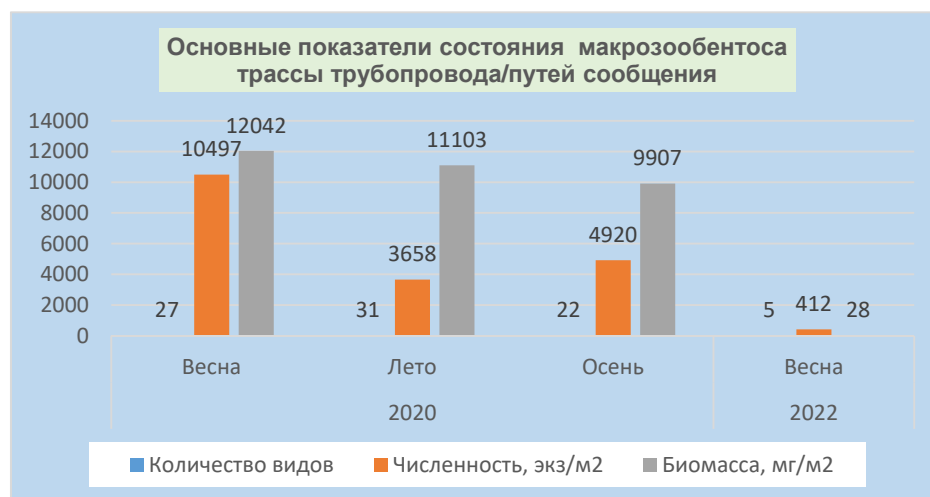


Рисунок 3.1.8-8 Основные показатели состояния макрозообентоса трассы трубопровода/путей сообщения

3.1.9. Ихтиофауна

Характеристика ихтиофауны в районе месторождения Актоты в период 2019-2021гг. дана по результатам улова бимтралом, так как в связи с малыми глубинами исследования с использованием ставных сетей в 2019-2021гг. не производились.

Ихтиологические исследования весной 2022 года на станциях ФЭИ не проводились из-за малой глубины.

3.1.9.1. Акватория месторождения Актоты

Видовой состав ихтиофауны

В уловах бимтралом за период с 2004 по 2020гг. отмечено 26 видов. Значительное количество видов встречались в уловах эпизодически и их наличие в уловах носит скорее случайный характер. За рассматриваемый период в уловах отмечены от 2 до 9 видов: сельдевые *Clupeonella cultriventris*, *Alosa sp.*, атериновые *Atherina boyeri*, карповые *Rutilus rutilus*, бычковые *Knipowitschia longicaudata*, *Knipowitschia iljini*, *Neogobius pallasii*, *Benthophilus macrocephalus* и *Benthophilus spinosus*.

Видовой состав придонной ихтиофауны за рассматриваемый период 2019-2021гг. представлен в табл. 3.1.9-1.

Таблица 3.1.9-1 Видовой состав и встречаемость рыб акватории месторождения Актоты по бимтраловым уловам за период 2019-2021гг.

Наименование	2019г.	2020г.	2021г.
Весна			
<i>Clupeonella cultriventris</i>	50	75	-
<i>Atherina boyeri</i>	100	75	50
<i>Neogobius pallasii</i>	75	75	100

Наименование	2019г.	2020г.	2021г.
<i>Knipowitschia longecaudata</i>	25	-	-
<i>Rutilus rutilus</i>	-	50	-
Лето			
<i>Alosa saposchnikowii</i>	25	-	-
<i>Alosa sp.</i>	75	-	-
<i>Rutilus rutilus</i>	25	-	-
<i>Atherina boyeri</i>	25	33,3	-
<i>Neogobius melanostomus</i>	25	-	-
<i>Neogobius pallasii</i>	100	67,7	100
<i>Benthophilus macrocephalus</i>	-	-	50
<i>Knipowitschia caucasica</i>	-	-	50
<i>Knipowitschia longecaudata</i>	-	-	50
<i>Caspiosoma caspium</i>	-	-	100
Осень			
<i>Atherina boyeri</i>	50	-	-
<i>Benthophilus macrocephalus</i>	50	-	-
<i>Knipowitschia caucasica</i>	-	100	-
<i>Knipowitschia iljini</i>	50	50	-
<i>Knipowitschia longecaudata</i>	100	50	100
<i>Neogobius pallasii</i>	50	-	-
<i>Benthophilus spinosus</i>	50	-	-
<i>Caspiosoma caspium</i>	-	50	-

Численность и биомасса

Численность придонного сообщества рыб акватории в 2019-2021гг. приведена в табл. 3.1.9-2, биомасса – в табл. 3.1.9-3.

Таблица 3.1.9-2 Средняя и общая численность рыб акватории месторождения Актоты по бимтраловым уловам за период 2019-2021гг.

Виды рыб	2019г.		2020г.		2021г.	
	экз/га	%	экз/га	%	экз/га	%
Весна						
<i>Clupeonella cultriventris</i>	7,0	11,54	122,36	34,16	-	-
<i>Atherina boyeri</i>	39,8	65,86	93,57	26,12	17,04	4,73
<i>Neogobius pallasii</i>	10,5	17,33	99,34	27,73	343,35	96,72
<i>Knipowitschia longecaudata</i>	3,2	5,27	-	-	-	-
<i>Rutilus rutilus</i>	-	-	42,96	11,99	-	-
Итого	60,4	100	358,22	100	360,39	100
Лето						
<i>Alosa saposchnikowii</i>	8,1	4,89	-	-	-	-
<i>Alosa sp.</i>	64,4	38,87	-	-	-	-
<i>Rutilus rutilus</i>	4,1	2,45	-	-	-	-
<i>Atherina boyeri</i>	4,1	2,50	11,39	16,9	-	-
<i>Neogobius melanostomus</i>	4,1	2,50	-	-	-	-
<i>Neogobius pallasii</i>	80,9	48,8	56,02	83,1	87,32	49,87
<i>Benthophilus macrocephalus</i>	-	-	-	-	17,65	10,08
<i>Knipowitschia caucasica</i>	-	-	-	-	17,42	9,95
<i>Knipowitschia longecaudata</i>	-	-	-	-	17,65	10,08
<i>Caspiosoma caspium</i>	-	-	-	-	35,06	20,03
Итого	165,7	100	67,41	100	175,1	100
Осень						
<i>Atherina boyeri</i>	11,21	0,87	-	-	-	-
<i>Benthophilus macrocephalus</i>	22,41	1,73	-	-	-	-
<i>Knipowitschia caucasica</i>	-	-	492,64	68,85	-	-
<i>Knipowitschia iljini</i>	190,5	14,73	17,04	2,38	81,48	100
<i>Knipowitschia longecaudata</i>	968,51	74,88	168,78	23,59	-	-
<i>Neogobius pallasii</i>	78,44	6,06	-	-	-	-
<i>Benthophilus spinosus</i>	22,41	1,73	-	-	-	-
<i>Caspiosoma caspium</i>	-	-	16,88	2,36	-	-
Итого	1293,48	100	715,55	100	81,48	100

Таблица 3.1.9-3 Средняя и общая биомасса рыб акватории месторождения Актоты по бимтраловым уловам за период 2019-2021гг.

Виды рыб	2019г.		2020г.		2021г.	
	г/га	%	г/га	%	г/га	%
Весна						
<i>Clupeonella cultriventris</i>	29,1	9,35	264,3	8,52	-	-
<i>Atherina boyeri</i>	185,2	59,49	476,6	15,36	68,32	3,28
<i>Neogobius pallasii</i>	95,1	30,56	676,1	21,79	2016,31	96,72
<i>Knipowitschia longicaudata</i>	1,9	0,6	-	-	-	-
<i>Rutilus rutilus</i>	-	-	1686,0	54,34	-	-
Итого	311,4	100	3103,0	100	2084,63	100
Лето						
<i>Alosa saposchnikowii</i>	6,0	0,84	-	-	-	-
<i>Alosa sp.</i>	28,0	3,91	-	-	-	-
<i>Rutilus rutilus</i>	97,3	13,57	-	-	-	-
<i>Atherina boyeri</i>	10,9	1,51	39,0	6,43	-	-
<i>Neogobius melanostomus</i>	22,9	3,19	-	-	-	-
<i>Neogobius pallasii</i>	552,2	76,98	567,3	93,57	1084,74	91,87
<i>Benthophilus macrocephalus</i>	-	-	-	-	69,35	5,87
<i>Knipowitschia caucasica</i>	-	-	-	-	8,71	0,74
<i>Knipowitschia longicaudata</i>	-	-	-	-	2,12	0,18
<i>Caspiosoma caspium</i>	-	-	-	-	15,78	1,34
Итого	717,4	100	606,2	100	1180,69	100
Осень						
<i>Atherina boyeri</i>	65,6	2,54	-	-	-	-
<i>Benthophilus macrocephalus</i>	255,2	9,89	-	-	-	-
<i>Knipowitschia caucasica</i>	-	-	268,36	70,25	-	-
<i>Knipowitschia iljini</i>	114,6	4,44	6,13	1,61	45,36	100
<i>Knipowitschia longicaudata</i>	545,9	21,15	101,27	26,51	-	-
<i>Neogobius pallasii</i>	1238,1	47,97	-	-	-	-
<i>Benthophilus spinosus</i>	361,5	14,01	-	-	-	-
<i>Caspiosoma caspium</i>	-	-	6,24	1,63	-	-
Итого	2580,9	100	382,01	100	45,36	100

Основные показатели состояния ихтиофауны акватории месторождения Актоты по бимтраловым уловам отражает рис. 3.1.9-1.

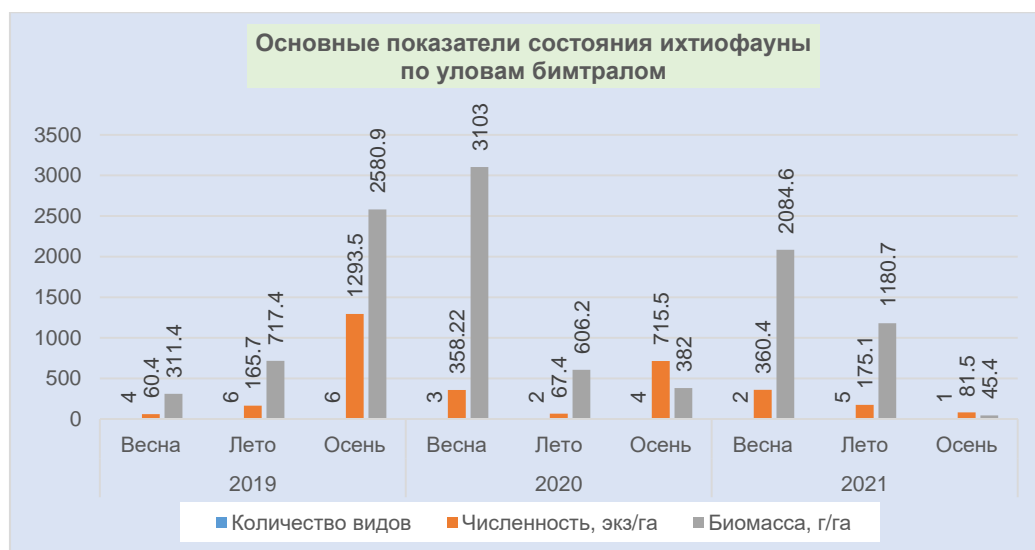


Рисунок 3.1.9-1 Основные показатели состояния ихтиофауны акватории месторождения Актоты

Ихтиопланктон

В акватории месторождения Актоты видовой состав ихтиопланктона во все годы исследований был крайне беден, в некоторые годы улов вообще отсутствовал. За весь период в уловах отмечено всего четыре вида рыб, в 2019г. – 3 вида, в 2020-2021гг. – 2 вида.

Во все годы в уловах ихтиопланктона стабильно присутствуют бычковые без видовой идентификации, их роль в формировании численности и биомассы ихтиопланктона в 2020-2021гг. была определяющей, в 2019г. доминировала атерина.

Количественные показатели ихтиопланктона за рассматриваемый период приведены в табл. 3.1.9-4.

Таблица 3.1.9-4 Численность и биомасса ихтиопланктона акватории месторождения Актоты за период 2019-2021гг.

Наименование	2019г.				2020г.				2021г.			
	численность		биомасса		численность		биомасса		численность		биомасса	
	экз/м ³	%	мг/м ³	%	экз/м ³	%	мг/м ³	%	экз/м ³	%	мг/м ³	%
<i>Clupeonella cultriventris</i>	0,007	8,44	0,177	22,84	-	-	-	-	0,016	40	0,048	40
<i>Atherina boyeri</i>	0,037	44,42	0,363	47,0	0,318	43,05	0,852	40,09	-	-	-	-
<i>Gobiidae sp.</i>	0,039	44,42	0,233	30,16	0,421	56,95	1,273	59,91	0,024	60	0,072	60
Всего	0,084	100	0,773	100	0,739	100	2,126	100	0,040	100	0,120	100

3.1.9.2. Маршрут проектируемых трубопровода/путей сообщения с сушей

Видовой состав придонной ихтиофауны за рассматриваемый период 2019-2021гг. представлен в табл. 3.1.9-5.

Таблица 3.1.9-5 Видовой состав и встречаемость рыб акватории трассы трубопровода по бимтраловым уловам за период 2019-2021гг.

Виды рыб	Весна	Лето	Осень
<i>Clupeonella cultriventris</i>	83,5	-	-
<i>Atherina boyeri</i>	100	33,3	-
<i>Neogobius pallasii</i>	100	100	25,0
<i>Rutilus rutilus</i>	50,1	-	-
<i>Neogobius melanostomus</i>	16,7	33,3	-
<i>Knipowitschia longicaudata</i>	16,7	16,7	75,0
<i>Knipowitschia iljini</i>	-	-	50
<i>Knipowitschia caucasica</i>	-	-	100
<i>Syngnathus abaster</i>	-	16,7	-
<i>Benthophilus mahmudbejovi</i>	-	50	-
<i>Caspiosoma caspium</i>	-	-	50

Численность и биомасса

Численность придонного сообщества рыб акватории в 2020г. приведена в табл. 3.1.9-6, биомасса – в табл. 3.1.9-7.

Таблица 3.1.9-6 Средняя и общая численность рыб по трассе трубопровода по бимтраловым уловам, 2020г.

Виды рыб	Весна		Лето		Осень	
	экз/га	%	экз/га	%	экз/га	%
<i>Clupeonella cultriventris</i>	18,34	18,7	-	-	-	-
<i>Atherina boyeri</i>	49,03	49,9	11,5	4,7	-	-
<i>Neogobius pallasii</i>	23,76	24,2	178,15	72,4	16,88	1,84
<i>Rutilus rutilus</i>	3,53	3,6	-	-	-	-
<i>Neogobius melanostomus</i>	1,96	2,0	11,5	4,7	-	-
<i>Knipowitschia longicaudata</i>	1,56	1,6	22,16	9,0	321,78	35,15
<i>Knipowitschia iljini</i>	-	-	-	-	25,91	2,83
<i>Knipowitschia caucasica</i>	-	-	-	-	509,05	55,6

Виды рыб	Весна		Лето		Осень	
	экз/га	%	экз/га	%	экз/га	%
<i>Syngnathus abaster</i>	-	-	5,7	2,3	-	-
<i>Benthophilus mahmudbejovi</i>	-	-	17,2	6,9	-	-
<i>Caspiosoma caspium</i>	-	-	-	-	41,88	4,57
Итого	98,18	100	246,21	100	915,5	100

Таблица 3.1.9-7 Средняя и общая биомасса рыб по бимтраловым уловам на трассе трубопровода, 2020г.

Виды рыб	Весна		Лето		Осень	
	г/га	%	г/га	%	г/га	%
<i>Clupeonella cultriventris</i>	47,3	7,8	-	-	-	-
<i>Atherina boyeri</i>	244,9	40,1	45,4	3,1	-	-
<i>Neogobius pallasii</i>	180,0	29,6	1168,5	80,2	45,66	8,3
<i>Rutilus rutilus</i>	127,8	20,9	-	-	-	-
<i>Neogobius melanostomus</i>	8,75	1,4	126,1	8,6	-	-
<i>Knipowitschia longicaudata</i>	1,57	0,2	4,0	0,3	179,74	32,67
<i>Knipowitschia iljini</i>	-	-	-	-	21,03	3,82
<i>Knipowitschia caucasica</i>	-	-	-	-	286,2	52,02
<i>Syngnathus abaster</i>	-	-	3,82	0,3	-	-
<i>Benthophilus mahmudbejovi</i>	-	-	109,1	7,5	-	-
<i>Caspiosoma caspium</i>	-	-	-	-	17,58	3,2
Итого	610,32	100	1456,9	100	550,21	100

Ихтиопланктон

Количественные показатели ихтиопланктона на трассе трубопровода весной 2020 г. приведены в табл. 3.1.9-8.

Таблица 3.1.9-8 Численность и биомасса ихтиопланктона трассы трубопровода весной 2020г.

Виды рыб	Численность		Биомасса	
	экз/м ³	%	мг/м ³	%
<i>Alosa sp</i>	0,498	22,5	3,55	26,9
<i>Clupeonella cultriventris</i>	0,058	2,6	0,16	1,2
<i>Gasterosteus aculeatus</i>	0,002	0,1	0,09	0,7
<i>Atherina boyeri</i>	0,344	15,6	2,76	20,9
<i>Gobiidae sp.</i>	1,310	59,2	6,63	50,3
Всего	2,212	100	13,19	100

3.1.10. Орнитофауна

3.1.10.1. Акватория месторождения Актоты

Регулярные наблюдения за птицами во все сезоны года начались в 2013 г. Всего за период исследований на всех станциях этого месторождения было учтено 105 видов, принадлежащих 13 отрядам.

Наиболее представительными были отряды Ржанкообразные (Charadriiformes) и Воробьинообразные (Passeriformes), каждый из которых представлен 31 видом. По количеству учтенных птиц лидируют отряды Ржанкообразные (Charadriiformes) – 18106 особей, затем идут Веслоногие (Pelecaniformes) – 1999 и Воробьинообразные (Passeriformes) – 490 особей. По результатам многолетних наблюдений фоновыми видами весной были чеграва (*Hydroprogne caspia*), морской голубок (*Larus genei*) и речная крачка (*Sterna hirundo*), летом – хохотунья (*Larus cachinnans*), чеграва и пестроногая крачка (*Thalasseus sandvicensis*), осенью – хохотунья, сизая чайка и восточная клуша.

В период 2019-2022 гг. в разные сезоны года на одних и тех же станциях отмечалось разное количество птиц (табл. 3.1.10-1). Весной наиболее многочисленными были чеграва, летом – чеграва и хохотунья, осенью большой баклан.

Весной 2022 г. в акватории месторождения Актоты было отмечено 85 экземпляров, принадлежащих 16 видам. Наиболее часто встречаемыми видами были хохотунья (87,5%) и белокрылая крачка (50%). Эти же виды были и наиболее многочисленными – 23 и 13 экземпляров, следующими по численности были большой баклан и кулик-воробей. Общее количество птиц было минимальным за период наблюдений, однако структура сообщества была близкой к предшествующим. Из краснокнижных видов был встречен черноголовый хохотун (6 экз).

Таблица 3.1.10-1 Орнитофауна акватории месторождения Актоты, 2019-2022гг.

Сезон	2019г.		2020г.		2021г.		2022г.	
	Кол-во видов	Кол-во особей	Кол-во видов	Кол-во особей	Кол-во видов	Кол-во особей	Кол-во видов	Кол-во особей
Весна	11	531	16	137	12	634	16	85
Лето	8	1156	8	68	8	221		
Осень	12	75	8	53	5	57		

На территории месторождения Актоты были отмечены 8 редких и исчезающих видов птиц, занесенных в Красную книгу РК: чернозобая гагара (*Gavia arctica*), колпица (*Platalea leucorodia*), малая белая цапля (*Egretta garzetta*), кудрявый пеликан (*Pelecanus crispus*), розовый пеликан (*Pelecanus onocrotalus*), орлан-белохвост (*Haliaeetus albicilla*), сапсан (*Falco peregrinus*) и черноголовый хохотун (*Larus ichthyaetus*). Все указанные виды проходят данную акваторию в период миграций или во время кормежки.

3.1.10.2. Маршрут проектируемых трубопровода/путей сообщения с сушей

Орнитофауна трассы трубопровода была близка таковой наблюдаемой на акватории месторождения Актоты. Некоторые отличия касались более богатого видового разнообразия, в основном за счет единичных случайных видов на пролете.

Количество видов и особей птиц на станциях трассы трубопровода в 2020 и 2022 гг. представлено в табл.3.1.10-2.

Краснокнижные виды в 2022 г. были представлены черноголовым хохотуном.

Таблица 3.1.10-2 Орнитофауна акватории трассы трубопровода, 2020 и 2022гг.

Год	Весна		Лето		Осень	
	Кол-во видов	Кол-во особей	Кол-во видов	Кол-во особей	Кол-во видов	Кол-во особей
2020	20	163	13	89	15	135
2022	11	50				

Из видов, занесенных в Красную книгу РК, отмечен черноголовый хохотун, встречающийся во все сезоны.

3.1.11. Каспийский тюлень

Каспийский тюлень совершает в течение года значительные по протяженности миграции, уходя на теплое время года на юг на глубокие участки и возвращаясь на север Каспия для размножения. Значительное влияние на его распределение и на сезонную динамику численности в акватории месторождения Актоты оказывают как биотические, так и климатические условия года.

Распределение каспийского тюленя в 2019-2022 гг. в акватории месторождения Актоты в разные сезоны и по трассе трубопровода в 2020 г. и 2022 г. приведено в таблице 3.1.11-1.

Таблица 3.1.11-1 Распределение тюленей в акватории месторождения Актоты, 2019-2022 гг.

Наименование	2019г.				2020г.				2021г.				2022г.
	весна	лето	осень	всего	весна	лето	осень	всего	весна	лето	осень	всего	весна
Актоты	-	1	2	3	3	-	7	10	-	-	-	0	-
Трасса трубопровода	-	-	-	-	4	-	2	6	-	-	-	-	-

3.2. Современное состояние окружающей среды прибрежной части суши

В основу показателей состояния окружающей среды на современном этапе в прибрежной части суши приняты результаты фоновых наземных экологических исследований за 2020 г. и 2022 г. (весна), выполненных в районе проектируемого выхода на сушу трубопровода с месторождения Актоты, характеризующегося практически аналогичными природными условиями.

3.2.1. Качество атмосферного воздуха

Значения концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в прибрежной части суши значительно ниже установленных показателей ПДК м.р. (таблица 3.2.1-1).

Таблица 3.2.1-1 Среднегодовое концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе

Сезон	СО		С ₁ -С ₅		С ₁₂ -С ₁₉		H ₂ S		SO ₂		NO		NO ₂	
	мг/м ³	ПДК	мг/м ³	ПДК	мг/м ³	ПДК	мг/м ³	ПДК	мг/м ³	ПДК	мг/м ³	ПДК	мг/м ³	ПДК
Весна, 2020 г.	<1,5	5	<25	50	<0,5	1	<0,004	0,008	<0,025	0,5	<0,03	0,4	<0,02	0,2
Осень, 2020 г.	<1,5	5	<25	50	<0,5	1	<0,004	0,008	<0,025	0,5	<0,03	0,4	<0,02	0,2
Весна, 2022 г.	<1,5	5	<25	50	<0,5	1	<0,004	0,008	<0,025	0,5	<0,03	0,4	<0,02	0,2

3.2.2. Геолого-гидрогеологические условия

3.2.2.1. Геоморфология

Территория северо-восточного побережья Северного Каспия представляет собой относительно однородную плоскую равнину хвалынского и новокаспийского возраста, осложненную соровыми депрессиями и положительными формами наложенного песчаного рельефа, 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. Преобладающие абсолютные отметки высот составляют от минус 5 до минус 25 м.

Зона низкого берега подвержена сгонно-нагонным явлениям, что приводит к пассивному затоплению и заболачиванию ее поверхности, как это наблюдается на юге западного побережья района и на его северном отрезке.

3.2.2.2. Гидрогеологические условия

В гидрогеологическом отношении рассматриваемая территория относится к Северо-Каспийскому бассейну II порядка в пределах Прикаспийского бассейна пластовых и блоково-пластовых безнапорных и напорных вод I порядка.

По условиям образования и залегания подземные воды относятся к двум гидродинамическим зонам. Верхняя зона характеризуется распространением безнапорных подземных вод со свободной поверхностью или слабо напорных. Это водоносные горизонты четвертичных отложений. Нижняя гидродинамическая зона - высоконапорная. Она перекрыта мощной мергельно-глинистой водупорной толщей турон-нижнемиоценовых отложений. К этой зоне относятся отложения водоносных комплексов меловых, юрских, триасовых и пермских отложений.

В верхнем водоносном комплексе первыми от поверхности, наиболее уязвимыми по возможным воздействиям, являются четвертичные континентальные и морские горизонты подземных вод:

- водоносный горизонт современных озерно-соровых отложений (LQIV);

- водоносный горизонт современных морских новокаспийских отложений (mQIVnk);
- водоносный горизонт верхнечетвертичных-современных аллювиальных и аллювиально-дельтовых отложений (a-adt QIII-IV);
- водоносный горизонт верхнечетвертичных морских хвалыньских отложений (mQIII hv);
- водоносный горизонт среднечетвертичных морских хазарских отложений (mQII hz);
- водоносный горизонт нижнечетвертичных морских бакинских отложений (mQI b).

Выход на берег трубопровода и путей сообщения с суши предполагается в районах развития новокаспийских отложений, водоносный горизонт которых является наименее защищенным.

Водоносный горизонт современных новокаспийских морских отложений (mQIV nk). В литологическом отношении новокаспийские отложения представлены супесчаными разностями, сменяющимися к подошве разреза мелкозернистыми песками с включением ракуши и прослоев глин. Отложения обводнены повсеместно. Мощность водовмещающих пород колеблется от 2,2 м до 4,8 м и в среднем составляет 3,5 м. Зеркало грунтовых вод имеет уклон в сторону моря и характеризуется величиной 0,0002. Водообильность отложений низкая (удельные дебиты составляют 0,006-0,05 л/с), коэффициент фильтрации составляет 0,3-1,4 м/сут.

Питание горизонта осуществляется за счет атмосферных осадков. В зависимости от погодных условий года самое высокое положение уровня грунтовых вод фиксируется в марте-апреле. Наиболее низкого положения уровни достигают в июле-августе.

Глубины залегания грунтовых вод, в основном, от 0,5 до 6,0 м, Водоносный горизонт содержит высокоминерализованные грунтовые воды. Минерализация составляет от 35 до 150 г/дм³. Химический состав преимущественно хлоридный натриевый.

Питание грунтовых вод осуществляется за счет инфильтрации снеготалых вод и атмосферных осадков, а также перетока из нижележащих горизонтов.

Связь подземных вод новокаспийских отложений с хвалыньским водоносным горизонтом осуществляется через «гидравлические окна» и практически они работают как единый водоносный горизонт. Неглубокое залегание зеркала грунтовых вод приводит к большим испарениям и, как следствие, к повышению минерализации. Разгрузка подземных вод также происходит в нижезалегающий хвалыньский водоносный горизонт и акваторию Каспийского моря.

3.2.2.3. Гидрофизические и гидрохимические показатели

Уровень залегания грунтовых вод от 0,70 до 1,65 м весной 2020 г. и от 1,0 до 2,4 м осенью 2020 г. Уровень залегания грунтовых вод весной 2022 г. составлял от 0,63 до 2,54 м.

Высокий уровень обусловлен близостью скважин к побережью Каспийского моря.

Состояние подземных вод по результатам полевых исследований:

- весна 2020 г. – температура воды 14-17 °С; величина водородного показателя (рН) 6,93-7,04; ХПК – 46,1-51,6 мг/дм³; сульфаты – 11106-18686 мг/дм³; нефтепродукты – 0,018-0,039 мг/дм³; СПАВ – 0,064-0,145 мг/дм³;
- осень 2020 г. – температура воды 17,6 – 20,4 °С; величина водородного показателя (рН) 6,94-7,03; ХПК - 52,9-56,2 мг/дм³; сульфаты – 12512-19915 мг/дм³; нефтепродукты – 0,017-0,035 мг/дм³; СПАВ – 0,101-0,114 мг/дм³.
- весна 2022 г. – температура воды 19,6-19,7 °С; величина водородного показателя (рН) 7,73-7,88; ХПК – 10,0-10,9 мг/дм³; сульфаты – 22183,2-25224,5 мг/дм³; нефтепродукты – 0,013-0,018 мг/дм³; СПАВ – 0,015-0,023 мг/дм³;

В 2020 г. концентрации сероводорода, сульфидов, фосфора, фенолов были ниже уровней определения анализов. Весной 2022 г. содержание фосфора общего колеблется

от 0,005 мг/дм³ до 0,007 мг/дм³, содержание фенолов - ниже уровней определения анализов

В минеральном составе грунтовых вод на исследуемой территории преобладают ионы хлора и натрия. На их долю приходится свыше 80 % от общего содержания солей.

По степени минерализации подземные воды в скважине АК-ЕОР-01А (166,5 г/дм³) относятся к умеренно крепким рассолам (150-320 г/дм³), характерным признаком которых является гипсовая стадия сгущения (садка гипса). В скважинах АК-ЕОР-02А (104,8 г/дм³) и АК-ЕОР-03 (115,0 г/дм³) вода относится к слабым рассолам (50-150 г/дм³).

В 2020 г. по сравнению с весенним периодом минерализация в скважине АК-ЕОР-01А осталась неизменной, а в остальных скважинах понизилась на 16-49 г/дм³ (на 12-33%).

Весной 2022 г. минерализация в скважинах составляла 134,5-170,67 г/дм³.

Ввиду высокой минерализации грунтовые воды не годятся для практического использования.

В 2020г концентрации большинства контролируемых химических элементов были ниже уровня определения анализом (свинец, цинк, кадмий, никель, хром, ванадий, алюминий). В значимых концентрациях в подземных водах отмечены медь (0,140-0,311 мг/дм³) и железо (0,14-2,26 мг/дм³).

Весной 2022 г. содержание некоторых металлов (цинк, никель, ванадий, алюминий, кадмий) в подземных водах было ниже чувствительности примененных методов анализа. Концентрация меди (0,036-0,40 мг/дм³), свинца (<0,002-0,008 мг/дм³), хрома (<0,005-0,009 мг/дм³) в подземных водах не превышали установленные значения ПДК загрязняющих веществ

Выводы

Верхний горизонт подземных вод вдоль предполагаемой трассы путей сообщения и трубопровода находится близко от поверхности земли. Водородный показатель воды в 2020 г. – нейтральный, весной 2022 г. – слабощелочной. Уровень минерализации воды в скважинах соответствует слабым или умеренно крепким рассолам.

Химический состав подземных вод определяется природными факторами – составом вмещающих пород, наличием атмосферных осадков, испарительным концентрированием солей.

3.2.3. Почвенно-растительный покров прибрежной части суши

Территория примыкает к зоне интенсивной хозяйственной деятельности нефтепромысла Тенгиз, в которой достаточно ярко выражены антропогенные нарушения почвенно-растительного покрова.

Планируемые трассы путей сообщения и трубопровода экспорта продукции с месторождения Актоты на наземный комплекс располагаются в пределах новокаспийской морской равнины. В почвенно-географическом отношении данный участок морской равнины располагается в подзоне северных пустынь, зональным почвенным подтипом которых являются бурые пустынные почвы. Ввиду близости моря и значительного влияния его на почвообразовательный процесс преимущественное распространение на приморской равнине получили интразональные почвы гидроморфного ряда.

3.2.3.1. Почвенный покров

В составе почвенного покрова на равнинных участках преобладают луговые приморские засоленные почвы и солончаки приморские, среди которых, по замкнутым понижениям встречаются солончаки соровые.

Луговые приморские почвы распространены в пределах новокаспийской морской равнины, как в виде гомогенных контуров, так и в комбинациях с солончаками

приморскими и соровыми. Они формируются под галофитной с участие знаков растительностью под влиянием сильно минерализованных грунтовых вод, залегающих на глубине 2,0-3,0 м. Почвообразующими породами служат слоистые засоленные морские отложения различного гранулометрического состава с включениями значительного количества битых раковин моллюсков.

Профиль луговых приморских почв, вследствие их молодости, обычно слабо сформирован и слабо дифференцирован на генетические горизонты. Относительно четко выражен только гумусово-аккумулятивный горизонт «А» мощностью около 10 см. Переходный горизонт не всегда ясно выражен.

Содержание гумуса в поверхностном горизонте луговых приморских почв может достигать 1,9%. Вниз по профилю происходит резкое снижение показателей до предела лабораторного обнаружения (0,07%) на глубине 30-40 см в морских отложениях песчаного состава. Уровень содержания валового азота низкий, общего фосфора – средний, с глубиной переходит в низкий. Реакция водных суспензий - слабощелочная и щелочная, рН составляет 7,87-8,73.

Приморские луговые почвы отличаются высоким содержанием водорастворимых солей, практически, по всему профилю. Содержание солей в поверхностном горизонте составляет 0,8%, а глубже по профилю - более 1,0%. Химизма засоления по анионам, преимущественно, сульфатно-содовый, реже содово-сульфатный и хлоридный, по катионам натриевый.

Солончаки приморские наиболее широко распространенные почвы на территории размещения трассы трубопровода экспорта продукции с месторождений Актоты и Кайран на наземный комплекс. Они встречаются как в виде гомогенных контуров, так и в комбинациях с луговыми приморскими засоленными почвами.

Содержание органического вещества в приморских солончаках низкое и в поверхностных горизонтах составляет 1,02 – 1,19%. В почвах по разрезу количество гумуса резко снижается с глубиной до величины нижнего предела обнаружения (<0,07%). Содержание общего азота и валового фосфора, соответствует низкому и очень низкому уровню. Реакция водных суспензий почв щелочная и слабощелочная, с рН 7,75 - 8,61.

По гранулометрическому составу почвы преимущественно песчаного состава с включением битых раковин моллюсков. В профиле иногда встречаются заиленные супесчаные прослои. В составе гранулометрических фракций преобладают частицы мелкого песка.

Пределы содержаний контролируемых химических веществ и соединений в почвах береговой полосы приведены в табл. 3.2.3-1.

Таблица 3.2.3-1 Концентрации химических элементов в почвах береговой полосы, мг/кг

Год	Cu	Pb	Zn	Ni	V	Cr	Fe	Al	Ba	Нефте-продукты	Сера общ.
2020 г.											
Валовые формы	1,63-11,4	1,6-6,17	9,93-33,3	3,8-29,2	5,93-36,6	2,7-29,3	1569-10785	1280-12603	53,1-289,0	<5-12,61	538,0-6090
Подвижные формы	<0,3-1,26	-	<0,3	<0,3-2,24	-	-	-	-	-	-	-
2022 г.											
Валовые формы	2,77-7,63	2,5-5,10	25,0-32,56	9,39-21,26	<1,0	9,57-23,22	650,0-1300,0	<5,0	<5,0	15,05-82,55	957,1-11,737,9
Подвижные формы	<0,5	-	<5,0	<2,5	-	-	-	-	-	-	-

Повышенная влажность почв, отсутствие задернованных поверхностных горизонтов, легкий механический состав и высокое засоление определяют слабую устойчивость их к антропогенным нагрузкам.

Почвы на территории размещения трубопровода экспорта продукции с месторождения Актоты на наземный комплекс характеризуются очень низким содержанием гумуса и элементов зольного питания растений, очень сильной степенью засоления и высокой карбонатностью. В сельскохозяйственном отношении почвы могут использоваться только в качестве низко продуктивных пастбищ.

3.2.3.2. Растительный покров

Растительный покров прибрежной части суши по ботанико-географическому районированию относится к зоне бурых почв Сахаро-Гобийской пустынной области Ирано-Туранской подобласти Северо-туранской провинции Западно-северотуранской подпровинции.

Согласно схеме флористического районирования Казахстана, рассматриваемая территория относится к Прикаспийскому флористическому району, охватывающему часть северных и северо-восточных районов Прикаспийской низменности в пределах пустынной зоны.

Растительный покров территории отличается значительной мозаичностью, что связано с рельефом местности, мощностью и химическим составом почвообразующих пород, различием механического состава и степени засоленности почв, а также неравномерным распределением влаги по элементам микрорельефа.

Доминирующими экологическими группами на данной территории являются ксерофиты и галофиты. Они относятся, преимущественно, к жизненным формам полукустарничков, полукустарников, кустарничков, травянистых многолетников и однолетников с коротким (эфемеры и эфемероиды) и длительным периодом вегетации.

По результатам полевых наблюдений 2020 г. флора прибрежной территории представлена 14 видами из 4 семейств. Ведущее положение по количеству видов занимает сем. Маревые (*Chenopodiaceae*), насчитывающее в своём составе 7 видов. Второе место занимают сем. Мятликовые (Злаковые) (*Poaceae*) – 4 вида, Капустные (*Brassicaceae*) включают 2 вида, сем. Астровые (Сложноцветные) (*Asteraceae*) – 1 вид.

По количеству во флоре мониторинговых станций преобладают однолетники (9 видов) их общее количество вместе с эфемерами (4 вида) составляет 13 видов. Многолетники представлены 3 видами.

Среди однолетников преобладают представители семейства Маревых (*Chenopodiaceae*) 6 видов. Общее количество многолетних растений насчитывает 3 вида - 2 вида травянистых и 1 вид представлен кустарничком.

По трассе проектируемого трубопровода развиты преимущественно сарсазан-солянковыми, ажреково-однолетнесолянковыми сообществами на солончаках приморских, луговых приморских почвах, доминируют сарсазан шишковатый (*Halocnemum strobilaceum*), прибрежница солончаковая (*Aeluropus littoralis*), солянка чумная (*Salsola pestifer*). Жизненное состояние растительности соответствовало сезонам. Проективное покрытие стабильное и соответствует сезонам.

Сообщества устойчивы к различного рода воздействиям, техногенных нарушений нет, слабо трансформированы, близки к фоновому.

Весной 2022 г. во флоре исследованных станций выявлено 29 видов, принадлежащих 11 семействам. Во флористическом составе преобладают виды из 2 семейств: маревых – 10, крестоцветных – 6. Преобладание маревых (солянковых) указывает на активный процесс засоления территории. Распространение крестоцветных по территории показывает, что идет процесс активной трансформации растительного покрова под влиянием различных антропогенных, и техногенных факторов. Во флоре получили распространение следующие жизненные формы: однолетники, и двулетники (18 видов), эфемеры представлены (4 видами), многолетники и полукустарнички представлены (3 видами), кустарничек (1 вид).

В ходе осенних полевых исследований 2020 г. и 2022 г. на станциях исследования и прилегающей территории, редких, эндемичных и реликтовых растений, включенных в Красную книгу и Перечень редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных и растений (Постановление Правительства Республики Казахстан от 31 октября 2006 года № 1034) не обнаружено.

3.2.4. Животный мир прибрежной части суши

Северо-восточное побережье, согласно зоогеографическому районированию относится к Пустынной ландшафтной зоне, Средиземноморской подобласти, Ирано-туранской провинции, Туранскому округу, которая характеризуется резко континентальным климатом и высокой степенью аридизации.

Энтомофауна

В 2020г в прибрежной части зоне по материалам исследований отмечены насекомые и паукообразные относящихся к 27 видам, к 3 систематическим классам (ракообразные Crustacea, паукообразные Arachnoidea, насекомые Insecta), к 10 отрядам и к 33 семействам. Класс насекомых (Insecta) в основном представлен отрядами – полужесткокрылые (Heteroptera), жесткокрылые (Coleoptera), перепончатокрылые (Hymenoptera), чешуекрылые (Lepidoptera) и двукрылые (Diptera) и составляют 80% от всего видового состава беспозвоночных.

Весной 2022 г. широко представленными в количественном отношении оказались отряды, принадлежащих к классу насекомых: перепончатокрылые (*Hymenoptera*) 12 муравейников, в каждом из которых по литературным данным от 3 до 5 тысяч особей, чешуекрылые (Lepidoptera) подсчитано визуально репейница (*Vanessacardui* L. 1758) – 71 экз. (33,3%), луговой мотылек находился на подъеме численности, двукрылые (*Diptera*) – 74 (34,7%), блохи (*Siphonoptera*) – 13 экз. (6,1%), жесткокрылые (*Coleoptera*) – 32 (15,0%). Класс паукообразных (*Parasitiformes*) представлен единичными особями и нимфами двух видов иксодовых клещей (*Hyalommaasiaticum* (1 экз.), *Haemophysalisnumidiana* – 3 нимфы) и двух видов гемазозовых лещей (*Laelaps algericus*, *Laelaps murius*). Также единичными видами представлены Isopoda, Manoptera, Orthoptera. Полученная картина с доминированием перепончатокрылых, жесткокрылых насекомых вполне характерна для сезона и прибрежных районов, супралиторальной и зоны подверженной нагонным явлениям Прикаспия.

Соотношение видового разнообразия отрядов членистоногих в процентах приведено на рис. 3.2.4-1.

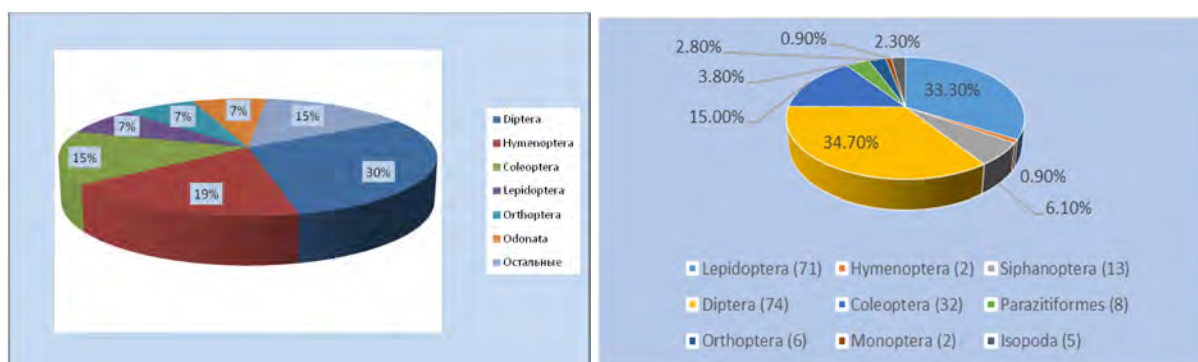


Рисунок 3.2.4-1 Соотношение видового разнообразия отрядов членистоногих. Осень 2020г, Весна 2022 г.

Энтомофауна в целом представлена экологическими группами насекомых, которые относятся к ксерофилам (обитатели пустынь и полупустынь) и эврибионтам с широким распространением, которые живут в различных типах пустынь и заходят в интразональные биотопы; они обычно политрофы (многоядны).

Наиболее богатое разнообразие беспозвоночных эвритопных видов и групп отмечается в биотопах современной приморской равнины с луговой растительностью и солянками.

Земноводные и пресмыкающиеся

Фауна наземных позвоночных рассматриваемой территории относится к зоогеографическому району Северные Арало-Каспийские пустыни и носит ярко выраженный пустынный характер. Структура животного населения характеризуется своеобразным обедненным видовым составом и выраженной сезонной цикличностью биологического развития, что вызвано суровыми климатическими условиями и однообразием ландшафтов северных пустынь Прикаспия.

В аридной зоне северо-восточного побережья земноводные представлены достаточно распространенным видом – зеленой жабой.

Пресмыкающиеся занимают ведущее место среди наземных позвоночных животных аридной полосы представленные 19 видами с ареалами в глинисто-песчаных биотопах, такырах, закрепленных и полужакрепленных песков. Обычными и многочисленными в данной местности являются различные виды ящериц – агамы, ящурки, круглоголовки, среднеазиатская черепаха, из змей – стрела-змея, полозы.

Из видов, обитающих в прибрежных биотопах, во время учетов в 2020г. были встречены только степная агама (*A. sanguinolenta*), разноцветная ящурка (*Eremias arguta*) и узорчатый полоз (*E. diene*).

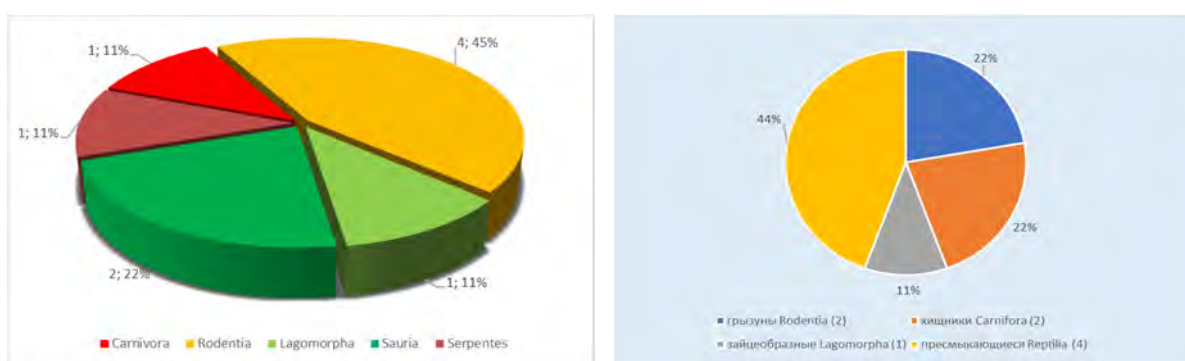
Млекопитающие

Видовой состав млекопитающих в прибрежной части северо-восточного побережья насчитывает, по разным данным, около 36 видов, из них 5 видов внесены в Красную книгу Казахстана. Это пегий пutorак, длинноглый еж, перевязка, джейран и сайгак.

В регионе отмечается довольно высокая численность зайца-толая, а также широко представлена группа грызунов – 17 видов, из которых 7 видов относят к переносчикам опасных эпидемиологических заболеваний.

В общей сложности, по результатам полевых работ в весенний и осенний периоды 2020г. на обследуемой территории было зарегистрировано обитание 15 видов наземных позвоночных животных (*Vertebrata*). Из них 12 видов составили млекопитающие (*Mammalia*). Среди млекопитающих было зарегистрировано 4 фоновых вида грызунов (*Rodentia*).

Видовое соотношение млекопитающих и пресмыкающихся показано на рисунке 3.2.4-2.



Примечание: Carnivora - Хищные, Rodentia - Грызуны, Lagomorpha - Зайцеобразные, Sauria – Ящерицы

Рисунок 3.2.4-2 Видовое соотношение млекопитающих и пресмыкающихся (количество видов; проценты). Осень 2020г, весна 2022 г.

Самым широко распространенным видом была краснохвостая песчанка (*M. libycus*). Значительно реже – 66,7%, весной встречалась тамарисковая песчанка (*M. tamariscinus*). При средней численности 3,5 экземпляра/га, она учтена на 2 площадках. Осенью этот вид отмечен только на одной площадке с очень низкой численностью – 0,07 экземпляра/га. Большая песчанка (*Rh. opimus*) весной учтена на одной площадке с низкой численностью

1,5 экземпляра/га. Осенью обитаемые колонии этого вида отмечены не были. Полуденная песчанка (*M. meridianus*) весной не встречена, но осенью этот вид учтен на одной площадке с очень низкой численностью 0,07 экземпляра/га.

По результатам исследований 2020 г. наибольшей встречаемостью также отмечены заяц-русак, обыкновенная лисица, малый тушканчик и заяц-толай.

Осенью средняя численность по площадкам почти всех видов была ниже, чем весной.

Весной 2022 г. обследованная территория была населена в основном типичными широко распространенными представителями пустынной фауны. В период исследования по косвенным признакам было зарегистрировано 2 фоновых вида грызунов (*Rodentia*). Распространенным видом судя по старым колониям была большая песчанка, норы краснохвостой песчанки (*M. libycus*) отмечены единожды.

Орнитофауна

Весной 2020 г. на исследуемых станциях зарегистрировано 199 особей 14 видов птиц (10 – гнездящиеся, 3 – встреченных на кормовых перемещениях и 1 – кочующий). Кроме видов, отмеченных на площадках исследования, на прилегающих территориях был также встречен еще 1 вид птиц – обыкновенный козодой (*Caprimulgus europaeus*).

Осенью 2020 г. на станциях зарегистрировано 202 особи 12 видов птиц. В указанный период здесь отмечали пролетные виды, которые проходят исследуемые участки транзитом или нативные гнездящиеся виды, собирающиеся в стаи и кочующие в поисках кормных мест.

Фоновыми птицами и весной, и осенью являются жаворонки, наиболее многочисленными и распространенными из которых являются серый (*Calandrella rufescens*) и степной (*Melanocorypha calandra*). Остальные птицы встречались в значительно меньших количествах.

В целом, на станциях в видовом и количественном отношении доминировали представители отрядов Воробьинообразные (Passeriformes). Численность птиц в целом низкая, как из-за непродолжительности времени наблюдений, так и вследствие достаточно экстремальных условий обитания в бедных местных природных пустынных биотопах.

Из видов, занесенных в Красную книгу РК, весной отмечен 1 вид – саджа (*Syrrhaptes paradoxus*).

Весной 2022 г. всего на исследуемых станциях зарегистрировано 421 особь 36 видов. 12 отрядов, 35 родов птиц, встреченных в основном на кормовых перемещениях. Кроме видов, отмеченных на станциях исследования, на прилегающих территориях был также встречен еще 1 вид птиц - обыкновенный козодой (*Caprimulgus europaeus*). По данным наблюдений преобладали в количественном отношении чайкообразные: крачки белокрылая (*Chlidonias leucopterus*) и речная (*Sterna hirundo*). Доминирующим видом являются жаворонки, для которых пустынные экосистемы являются основными для гнездования. Из них наиболее многочисленным и распространенным является полевой (*Alauda arvensis*) жаворонок. Остальные птицы встречались парами и единично суммарные доли которых составляли от 0,23 до 6,47%. В целом, на станциях в видовом и количественном показателях доминировали представители отрядов Воробьинообразные (Passeriformes) и Ржанкообразные (Charadriiformes).

Численность птиц в целом низкая, как из-за непродолжительности времени наблюдений, так и вследствие достаточно экстремальных условий обитания в бедных местных природных пустынных биотопах

Из птиц, занесенных в Красную книгу РК, на станции ФЭИ был отмечен 1 вид – реликтовая чайка (*Chthyaetus relictus* Lönnerberg, 1931).

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		
Местный 3	Продолжительный 3	Умеренная 3	27	9-27	Средняя
Региональный 4	Многолетний 4	Сильная 4	64		
				28-64	Высокая

В таблице 4.1-2 представлены количественные характеристики критериев оценки, которые были приняты при разработке данного Отчета о возможных воздействиях к «Проекту пробной эксплуатации (ППЭ) месторождения Актоты».

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 Актоты на море и суше.

Для предварительной оценки применялись максимальные значения выбросов на основании значений, рассчитанных согласно нормативно-методическим документам Республики Казахстан по материалам доконцептуального проектирования и проектно-аналогов (ранее разработанных ОВОС, ООС к проектам стадии ОПР месторождения Кашаган, проектов нормативов допустимых выбросов).

Количественные и качественные значения выбросов, полученные в результате предварительной оценки, являются предварительными и 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) №168).

По степени воздействия, на организм человека загрязняющие вещества согласно ГН №168 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

В настоящем разделе рассматриваются выбросы от объектов месторождения Актоты на море и суше. Проведена оценка воздействия на атмосферный воздух при пробной эксплуатации по двум вариантам.

По варианту 1 максимальные объемы выбросов наблюдаются *на море и на суше в 2051г. за счет объемов технологически неизбежного сжигания газа на факелах, при проведении пуско-наладочных работ.*

По варианту 2 максимальные объемы выбросов в период пробной эксплуатации наблюдаются *на море в 2036 г., на суше в 2037 г. за счет объемов технологически неизбежного сжигания газа на факелах, при проведении пуско-наладочных работ и капитального ремонта.*

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 НКОК Н.В. предлагается рассмотреть к исполнению факельный оголовок акустического типа и разбавление сырого газа топливным, принять достаточные высоты факельных установок.

Ориентировочные суммарные объемы выбросов ЗВ в период эксплуатации представлены в таблице 4.2.2-1.

Таблица 4.2.2-1 Ориентировочные предельные объемы выбросов ЗВ от объектов месторождения Актоты

№ пп	Наименование	Ориентировочные выбросы ЗВ					
		2051 год		2052 год		2053 год	
Вариант 1							
	ВСЕГО, в том числе:	98469.3695	71936.4086	100940.9874	43369.6797	98472.5265	42383.7974
2.1	Морские объекты, в том числе	10365.7630	32200.9055	10368.9200	8207.0924	10368.9200	6869.6077
	<i>факельная установка</i>	<i>10350.2235</i>	<i>32133.6841</i>	<i>10353.3804</i>	<i>8139.8709</i>	<i>10353.3804</i>	<i>6802.3863</i>
2.2	Наземные объекты, в том числе	88103.6065	39735.5031	90572.0675	35162.5873	88103.6065	35514.1897
	<i>факельные установки</i>	<i>84298.7422</i>	<i>37742.5908</i>	<i>86767.2032</i>	<i>33169.6750</i>	<i>84298.7422</i>	<i>33521.2774</i>
Вариант 2							
	ВСЕГО, в том числе:	131424.4376	154911.7329	161092.1013	104631.4239	185269.1305	105204.2038
1.1	Морские объекты, в том числе	13468.9800	109324.0873	5440.8545	12071.3392	13436.0674	23914.8166
	<i>факельная установка</i>	<i>13361.9792</i>	<i>109050.3442</i>	<i>5333.8536</i>	<i>11797.5961</i>	<i>13329.0665</i>	<i>23641.0735</i>
1.2	Наземные объекты, в том числе	117955.4576	45587.6456	155651.2468	92560.0848	171833.0632	81289.3873
	<i>факельные установки</i>	<i>6.4910</i>	<i>27020.8978</i>	<i>37702.2802</i>	<i>73993.3370</i>	<i>53884.0966</i>	<i>62722.6395</i>

Вариант 1 (концепция 10.0)

Пусконаладочные работы с последующим вводом в эксплуатацию острова DC-01 месторождения Актоты и подготовки скважинной продукции месторождения на существующей НТУ планируются на 2051 г.

Всего в атмосферный воздух в период эксплуатации DC-01 предположительно будут выбрасываться *33 наименования* загрязняющих веществ, из них 1 вещество - 1-го класса опасности, 7 веществ - 2-го класса опасности, 11 веществ - 3-го класса опасности и 4 вещества - 4-го класса опасности. Из них 6 веществ обладают суммирующим действием при совместном присутствии в атмосферном воздухе и образуют 4 группы суммации.

Максимальное валовое количество выбросов загрязняющих веществ от всех стационарных источников морских объектов на период эксплуатации ожидается в 2051 г. и составит: всего – *32200.9 т/год*, в том числе от технологически неизбежного сжигания газа – *32133.7 т/год*.

Из поступающих в атмосферу загрязняющих веществ наибольший объем выбросов от стационарных источников DC-01 приходится на диоксид серы, оксиды азота, оксид углерода – 99.4 %. Объем других веществ в сумме не превысит 0.6%.

На территории НТУ будут сосредоточены объекты и участки, на которых выполняются работы по подготовке нефти до товарной кондиции, осушки и компримированию попутного газа для закачки на месторождении Кашаган.

Всего в атмосферный воздух в период эксплуатации НТУ предположительно будет выбрасываться *29 наименований* загрязняющих веществ 1-4 классов опасности, из них 6 веществ обладают суммирующим действием при совместном присутствии в атмосферном воздухе и образуют 4 группы суммации.

Максимальное количество выбросов загрязняющих веществ от всех стационарных источников НТУ, при пробной эксплуатации месторождения Актоты, ожидается в 2051 году и составит: всего – *39735.5 т/год*, в том числе от технологически неизбежного сжигания газа *37742.6 т/год*.

Из поступающих в атмосферу загрязняющих веществ наибольший объем выбросов от стационарных источников наземного комплекса в период эксплуатации приходится на диоксид серы, оксиды азота, оксид углерода – 98.9 %. Объем других веществ в сумме не превысит 1.1%.

Вариант 2 (концепция 2.0)

Пусконаладочные работы с последующим вводом в эксплуатацию островов DC-01, DC-02 и НТУ месторождения Актоты планируются на 2036 г.

Всего в атмосферный воздух в период эксплуатации островов DC-01 и DC-02 предположительно будет выбрасываться *33 наименования* загрязняющих веществ.

Максимальное валовое количество выбросов загрязняющих веществ от всех стационарных источников морских объектов на период эксплуатации ожидается в 2036 г. и составит: всего – *109324.1 т/год* в том числе от технологически неизбежного сжигания газа – *109050.3 т/год*.

Из поступающих в атмосферу загрязняющих веществ наибольший объем выбросов от стационарных источников DC-01, DC-02 приходится на диоксид серы, оксиды азота, оксид углерода – 99.4 %. Объем других веществ в сумме не превысит 0.6%.

На территории НТУ будут сосредоточены объекты и участки, на которых выполняются работы по подготовке нефти и газа до товарной кондиции, работы по извлечению серы.

Всего в атмосферный воздух в период эксплуатации НТУ предположительно будет выбрасываться *55 наименований* загрязняющих веществ 1-4 классов опасности, из них 10 веществ обладают суммирующим действием при совместном присутствии в атмосферном воздухе и образуют 9 групп суммации.

Максимальное количество выбросов загрязняющих веществ от всех стационарных источников НТУ, при эксплуатации, ожидается в 2037 году и составит: всего – 92560.1 т/год, в том числе от технологически неизбежного сжигания газа 73993.3 т/год.

Из поступающих в атмосферу загрязняющих веществ наибольший объем выбросов от стационарных источников наземного комплекса в период эксплуатации приходится на диоксид серы, оксиды азота, оксид углерода – 98.6 %. Объем других веществ в сумме не превысит 1.4%.

4.2.2.1. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

4.2.2.1.1. Вариант 1

Морские объекты

На острове DC-01 м. Актоты 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; участки внутрискважинных работ).

Основными организованными стационарными ИЗА на острове являются:

- на технологических установках: факельная установка высокого давления; 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.

Ориентировочно общее количество стационарных источников выбросов на острове DC-01 составляет 21 источник, из них 9 организованных и 12 неорганизованных источников.

В атмосферу выбрасываются вещества 33 наименования 1-4 классов опасности. Валовый выброс загрязняющих веществ в целом по островам варианта 1 составляет:

- 2051 г. – 32200.9 т/год, в том числе валовый выброс от неизбежного сжигания газа на факеле – 32133.7 т/год;
- 2052 г. – 8207.1 т/год, в том числе валовый выброс от неизбежного сжигания газа на факеле – 8139.9 т/год;
- 2053 г. – 6869.6 т/год, в том числе валовый выброс от неизбежного сжигания газа на факеле – 6802.4 т/год.

Основной вклад в валовый выброс ЗВ наблюдается от факельной установки (99-99.8%)

В суммарном валовом выбросе морских объектов в 2051 г. (год максимальной нагрузки) основная доля приходится на выбросы следующих ЗВ: серы диоксид – 95.55%, углерода оксид – 3.35%, азота оксиды – 0.53%, прочие – 0.57% (рисунок 4.2.2-1).

Наземные объекты

В состав объектов наземной технологической установки (далее НТУ) входят:

- установка подготовки нефти с сопутствующими технологическими линиями подготовки нефти и компримирования газа для закачки;
- зона инженерного обеспечения;

- системы трубопроводов (промысловых и экспортных трубопроводов).

Основными организованными стационарными ИЗА НТУ являются:

- на технологических установках: факельная установка высокого давления; факельная установка низкого давления; вентиляционные вытяжные трубы из помещений на модулях и технологических линиях;
- на установках инженерного обеспечения: дымовые трубы газотурбинных установок компрессоров; 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 НТУ определено всего 127 стационарных источников загрязнения атмосферы, 53 из которых организованные и 74 – неорганизованные.

В атмосферу выбрасываются вещества 29 наименований 1-4 классов опасности. Валовый выброс загрязняющих веществ в целом по НТУ составляет:

- 2051 г. – 39735.5 т/год, в том числе валовый выброс от неизбежного сжигания газа на факелах – 37742.6 т/год;
- 2052 г. – 35162.6 т/год, в том числе валовый выброс от неизбежного сжигания газа на факелах – 33169.7 т/год;
- 2053 г. – 35514.2 т/год, в том числе валовый выброс от неизбежного сжигания газа на факелах – 33521.3 т/год.

Основной вклад в валовый выброс ЗВ наблюдается от факельных установок (94-95%)

В суммарном валовом выбросе НТУ в 2051 г. (год максимальной нагрузки) основная доля приходится на выбросы следующих ЗВ: серы диоксид – 91.18%, углерода оксид – 5.12%, азота оксиды – 2.58%, прочие – 1.13% (рисунки 4.2.2-1).

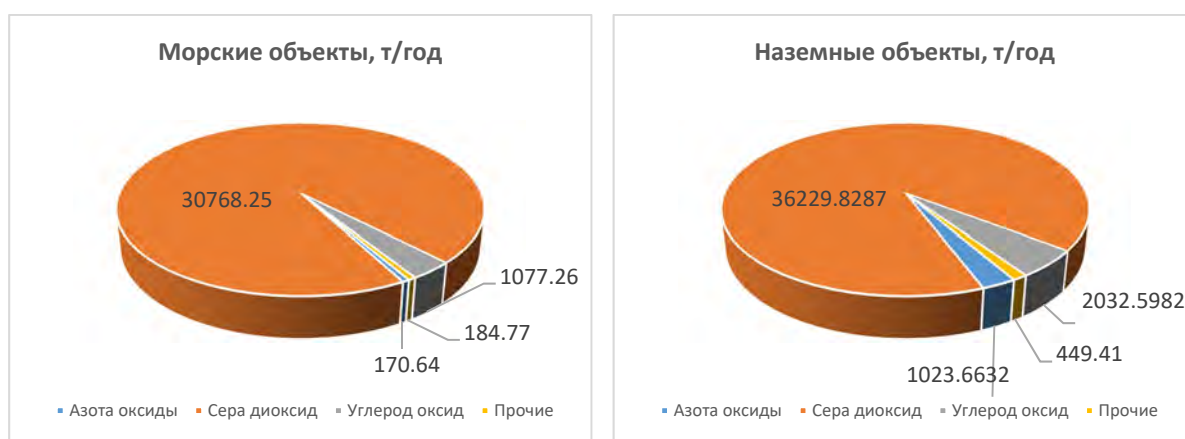


Рисунок 4.2.2-1 Объем предполагаемых выбросов основных ЗВ в составе выбросов морских и наземных объектов варианта 1

Перечень загрязняющих веществ и ориентировочное количество выбросов по веществам по варианту 1 представлено в таблице 4.2.2-2.

Ориентировочный перечень источников выбросов варианта 1 приведен в таблице П4.1-1 приложения 4.1.

4.2.2.1.2. *Вариант 2*

Морские объекты

На островах DC-01, DC-02 м. Актоты 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; участки внутрискважинных работ).

Основными организованными стационарными ИЗА на островах являются:

- на технологических установках: факельная установка высокого давления; 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.

Ориентировочно общее количество стационарных источников выбросов на островах DC-01, DC-02 составляет 39 источников, из них 17 организованных и 22 неорганизованных источника.

В атмосферу выбрасываются вещества 33 наименования 1-4 классов опасности. Валовый выброс загрязняющих веществ в целом по островам варианта 2 составляет:

- 2036 г. – 109324.1 т/год, в том числе валовый выброс от неизбежного сжигания газа на факеле – 109050.3 т/год;
- 2037 г. – 12071.3 т/год, в том числе валовый выброс от неизбежного сжигания газа на факеле – 11797.6 т/год;
- 2038 г. – 23914.8 т/год, в том числе валовый выброс от неизбежного сжигания газа на факеле – 23641.1 т/год.

Основной вклад в валовый выброс ЗВ наблюдается от факельной установки (97-99%)

В суммарном валовом выбросе морских объектов по варианту 2 в 2036г. (год максимальной нагрузки) основная доля приходится на выбросы следующих ЗВ: серы диоксид – 95.6%, углерода оксид – 3.3%, азота оксиды – 0.5%, прочие – 0.6% (рисунок 4.2.2-2).

Наземные объекты

В состав объектов наземной технологической установки (далее НТУ) входят:

- установка подготовки нефти с сопутствующими технологическими линиями подготовки нефти и компримирования газа для передачи третьей стороне;
- установка по извлечению серы;
- зона инженерного обеспечения;
- предзаводская зона;
- системы трубопроводов (промысловых и экспортных трубопроводов).

Основными организованными стационарными ИЗА НТУ являются:

- на технологических установках: факельная установка высокого давления; факельная установка низкого давления; дымовые трубы термоокислителей; вентиляционные вытяжные трубы из помещений на модулях и технологических линиях;
- на установках инженерного обеспечения: дымовые трубы газотурбинных установок компрессоров; 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 НТУ определено всего 184 стационарных источника загрязнения атмосферы, 102 из которых организованные и 83 – неорганизованные.

В атмосферу выбрасываются вещества 50 наименований 1-4 классов опасности. Валовый выброс загрязняющих веществ в целом по НТУ составляет:

- 2036 г. – 45587.6 т/год, в том числе валовый выброс от неизбежного сжигания газа на факелах – 27020.9 т/год;
- 2037 г. – 92560.1 т/год, в том числе валовый выброс от неизбежного сжигания газа на факелах – 73993.3 т/год;
- 2038 г. – 81289.4 т/год, в том числе валовый выброс от неизбежного сжигания газа на факелах – 62722.6 т/год.

Основной вклад в валовый выброс ЗВ наблюдается от факельных установок (59-80%)

В суммарном валовом выбросе НТУ по варианту 2 в 2037г. (год максимальной нагрузки) основная доля приходится на выбросы следующих ЗВ: серы диоксид – 90.1%, углерода оксид – 5.0%, азота оксиды – 3.6%, прочие – 1.4% (рисунок 4.2.2-2).

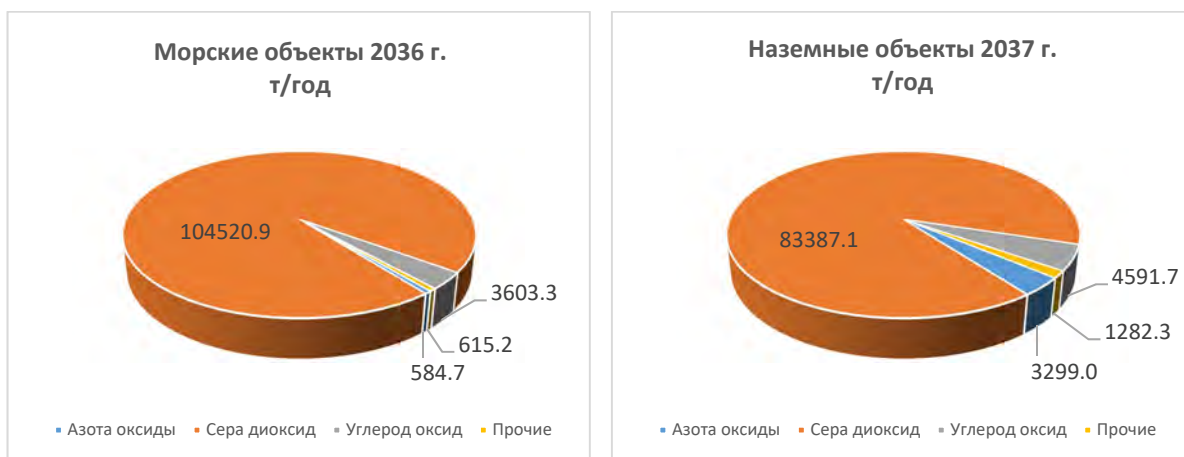


Рисунок 4.2.2-2 Объем предполагаемых выбросов основных ЗВ в составе выбросов морских и наземных объектов варианта 2

Перечень загрязняющих веществ и ориентировочное количество выбросов по веществам по варианту 2 представлено в таблице 4.2.2-3.

Ориентировочный перечень источников выбросов варианта 2 приведен в таблице П4.1-2 приложения 4.1.

Таблица 4.2.2-2 Ориентировочный перечень и количество выбросов ЗВ в целом по предприятию, морских и наземных объектов по варианту 1

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Класс опасности	2021 год		2022 год		2023 год	
			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Всего от морских и наземных объектов								
0301	Азота диоксид (4)	2	535.6101221	1027.354791	535.9027603	924.1138905	535.9027603	902.6872338
0304	Азота оксид (6)	3	87.0365846	166.9446855	87.0841383	150.1680392	87.0841383	146.6862075
0316	Соляная кислота (163)	2	0.0002997	0.0012099	0.0002997	0.0012099	0.0002997	0.0012099
0328	Сажа (583)	3	96.9173653	248.7041256	174.5553849	162.6700418	97.1612304	144.8144944
0330	Сера диоксид (516)	3	90766.84928	66998.07413	93155.9324	39542.64559	90766.92249	38783.19299
0333	Сероводород (518)	2	78.44097401	67.05331996	80.47139991	43.71929246	78.44097681	43.07142606
0334	Сероуглерод (519)	2	0.05719229	0.001725993	0.05719229	0.001725993	0.05719229	0.001725993
0337	Углерод оксид (584)	4	3363.682271	3109.855248	3366.120923	2249.514409	3366.120923	2070.958936
0370	Углерода сероокись (1295*)		0.588348391	0.011817771	0.588348391	0.011817771	0.588348391	0.011817771
0408	Циклогексан (652)	4	0.7768609	0.105668732	0.7768609	0.105668732	0.7768609	0.105668732
0409	Циклопентан (1423*)		0.2605695	0.024645119	0.2605695	0.024645119	0.2605695	0.024645119
0410	Метан (727*)		80.5664341	59.5503524	80.6274004	38.0418314	80.6274004	33.5779447
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		3343.030702	141.5771613	3343.030702	141.5771613	3343.030702	141.5771613
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		51.0587305	14.82416569	51.0587305	14.82416569	51.0587305	14.82416569
0602	Бензол (64)	2	10.93814629	0.285608664	10.93814629	0.285608664	10.93814629	0.285608664
0616	Ксилол (322)	3	0.23975424	0.167154272	0.23975424	0.167154272	0.23975424	0.167154272
0621	Толуол (558)	3	15.8814895	0.583693512	15.8814895	0.583693512	15.8814895	0.583693512
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	2	0.010492706	0.077977847	0.010492706	0.077977847	0.010492706	0.077977847
0627	Этилбензол (675)	3	0.004027601	0.010313968	0.004027601	0.010313968	0.004027601	0.010313968
0703	Бенз/а/пирен (54)	1	0.00049654	0.000622617	0.00049654	0.000622617	0.00049654	0.000622617
1001	п-Аминофенол (64*)		0.0014083	0.0444132	0.0014083	0.0444132	0.0014083	0.0444132
1051	Изопропиловый спирт (469)	3	0.0002347	0.0074022	0.0002347	0.0074022	0.0002347	0.0074022
1052	Метанол (338)	3	7.4227154	58.93833357	7.4227154	58.93833357	7.4227154	58.93833357
1078	Этиленгликоль (1444*)		0.0407255	0.219666217	0.0407255	0.219666217	0.0407255	0.219666217
1325	Формальдегид (609)	2	1.0305027	0.560048408	1.0305027	0.560048408	1.0305027	0.560048408
1702	Бутилмеркаптан (103)	3	0.0474736	0.020375752	0.0589677	0.018501852	0.0474755	0.018856052
1715	Метилмеркаптан (339)	4	0.555543393	0.15563215	0.555567093	0.11805315	0.555567093	0.11976265
1716	Смесь природных меркаптанов (526)	3	0.0005935	0.001007048	0.0005935	0.001007048	0.0005935	0.001007048
1720	Пропилмеркаптан (471)	3	0.12163078	0.03393425	0.13271188	0.03020985	0.12163548	0.03076055
1728	Этилмеркаптан (668)	3	0.681955213	0.086446299	0.685916713	0.064269099	0.681990313	0.063234299
1860	Триалкиламины (1223*)		0.0002347	0.0074022	0.0002347	0.0074022	0.0002347	0.0074022
2735	Масло минеральное нефтяное (716*)		0.4893215	6.084584929	0.4893215	6.084584929	0.4893215	6.084584929
2750	Сольвент нефтя (1149*)		0.0156333	0.4930128	0.0156333	0.4930128	0.0156333	0.4930128
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	4	27.00315771	34.28829456	27.00315771	34.28829456	27.00315771	34.28829456
2853	Глицерин (1010*)		0.0082333	0.2596464	0.0082333	0.2596464	0.0082333	0.2596464
Всего от морских и наземных объектов			98469.3695	71936.40862	100940.9874	43369.6797	98472.52646	42383.79742

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Класс опасности	2051 год		2052 год		2053 год	
			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Всего от морских объектов								
0301	Азота диоксид (4)	2	43.3694	146.7839	43.6621	63.2676	43.6621	55.6517
0304	Азота оксид (6)	3	7.0475	23.8524	7.0951	10.2810	7.0951	9.0434
0316	Соляная кислота (163)	2	0.0003	0.0012	0.0003	0.0012	0.0003	0.0012
0328	Сажа (583)	3	31.6834	107.3619	31.9273	37.7649	31.9273	31.4183
0330	Сера диоксид (516)	3	9946.7953	30768.2455	9946.8685	7674.1648	9946.8685	6418.0029
0333	Сероводород (518)	2	8.4660	26.3722	8.4660	6.7289	8.4660	5.6611
0334	Сероуглерод (519)	2	0.000002	0.00007	0.000002	0.0001	0.000002	0.0001
0337	Углерод оксид (584)	4	317.7408	1077.2571	320.1794	381.2875	320.1794	317.8218
0370	Углерода сероокись (1295*)		0.00001	0.0003	0.00001	0.0003	0.00001	0.0003
0408	Циклогексан (652)	4	0.0005	0.0147	0.0005	0.0147	0.0005	0.0147
0409	Циклопентан (1423*)		0.00004	0.0013	0.00004	0.0013	0.00004	0.0013
0410	Метан (727*)		7.8264	26.5373	7.8874	9.1380	7.8874	7.5514
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0598	1.8853	0.0598	1.8853	0.0598	1.8853
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0.0021	0.0647	0.0021	0.0647	0.0021	0.0647
0602	Бензол (64)	2	0.0002	0.0062	0.0002	0.0062	0.0002	0.0062
0616	Ксилол (322)	3	0.0016	0.0494	0.0016	0.0494	0.0016	0.0494
0621	Толуол (558)	3	0.0094	0.2966	0.0094	0.2966	0.0094	0.2966
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	2	0.0005	0.0151	0.0005	0.0151	0.0005	0.0151
0627	Этилбензол (675)	3	0.00003	0.0010	0.00003	0.0010	0.00003	0.0010
0703	Бенз/а/пирен (54)	1	0.000009	0.00003	0.000009	0.00003	0.000009	0.00003
1001	п-Аминофенол (64*)		0.0014	0.0444	0.0014	0.0444	0.0014	0.0444
1051	Изопропиловый спирт (469)	3	0.0002	0.0074	0.0002	0.0074	0.0002	0.0074
1052	Метанол (338)	3	0.0500	1.5766	0.0500	1.5766	0.0500	1.5766
1325	Формальдегид (609)	2	0.0907	0.3032	0.0907	0.3032	0.0907	0.3032
1702	Бутилмеркаптан (103)	3	0.0000	0.0009	0.0000	0.0009	0.0000	0.0009
1715	Метилмеркаптан (339)	4	0.00957	0.0310	0.0096	0.0091	0.0096	0.0077
1720	Пропилмеркаптан (471)	3	0.00003	0.0010	0.00003	0.0010	0.00003	0.0010
1728	Этилмеркаптан (668)	3	0.0062	0.0210	0.0062	0.0072	0.0062	0.0060
1860	Триалкиламины (1223*)		0.0002	0.0074	0.0002	0.0074	0.0002	0.0074
2735	Масло минеральное нефтяное (716*)		0.0973	3.0363	0.0973	3.0363	0.0973	3.0363
2750	Сольвент нефтяной (1149*)		0.0156	0.4930	0.0156	0.4930	0.0156	0.4930
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	4	2.4803	16.3777	2.4803	16.3777	2.4803	16.3777
2853	Глицерин (1010*)		0.0082	0.2596	0.0082	0.2596	0.0082	0.2596
Всего от морских объектов			10365.7630	32200.9055	10368.9200	8207.0924	10368.9200	6869.6077

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Класс опасности	2051 год		2052 год		2053 год	
			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Всего от наземных объектов								
0301	Азота диоксид (4)	2	492.2407	880.5709	492.2407	860.8463	492.2407	847.0356
0304	Азота оксид (6)	3	79.9891	143.0923	79.9891	139.8871	79.9891	137.6428
0328	Сажа (583)	3	65.2340	141.3423	142.6281	124.9051	65.2340	113.3962
0330	Сера диоксид (516)	3	80820.0540	36229.8287	83209.0639	31868.4808	80820.0540	32365.1900
0333	Сероводород (518)	2	69.9750	40.6811	72.0054	36.9903	69.9750	37.4103
0334	Сероуглерод (519)	2	0.0572	0.0017	0.0572	0.0017	0.0572	0.0017
0337	Углерод оксид (584)	4	3045.9415	2032.5982	3045.9415	1868.2269	3045.9415	1753.1371
0370	Углерода сероокись (1295*)		0.5883	0.0115	0.5883	0.0115	0.5883	0.0115
0408	Циклогексан (652)	4	0.7764	0.0910	0.7764	0.0910	0.7764	0.0910
0409	Циклопентан (1423*)		0.2605	0.0233	0.2605	0.0233	0.2605	0.0233
0410	Метан (727*)		72.7400	33.0131	72.7400	28.9038	72.7400	26.0266
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		3342.9709	139.6919	3342.9709	139.6919	3342.9709	139.6919
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		51.0567	14.7595	51.0567	14.7595	51.0567	14.7595
0602	Бензол (64)	2	10.9380	0.2794	10.9380	0.2794	10.9380	0.2794
0616	Ксилол (322)	3	0.2382	0.1178	0.2382	0.1178	0.2382	0.1178
0621	Толуол (558)	3	15.8721	0.2871	15.8721	0.2871	15.8721	0.2871
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	2	0.0100	0.0629	0.0100	0.0629	0.0100	0.0629
0627	Этилбензол (675)	3	0.0040	0.0093	0.0040	0.0093	0.0040	0.0093
0703	Бенз/а/пирен (54)	1	0.0005	0.0006	0.0005	0.0006	0.0005	0.0006
1052	Метанол (338)	3	7.3727	57.3617	7.3727	57.3617	7.3727	57.3617
1078	Этиленгликоль (1444*)		0.0407	0.2197	0.0407	0.2197	0.0407	0.2197
1325	Формальдегид (609)	2	0.9398	0.2568	0.9398	0.2568	0.9398	0.2568
1702	Бутилмеркаптан (103)	3	0.0474	0.0195	0.0589	0.0176	0.0474	0.0180
1715	Метилмеркаптан (339)	4	0.5460	0.1246	0.5460	0.1089	0.5460	0.1121
1716	Смесь природных меркаптанов (526)	3	0.0006	0.0010	0.0006	0.0010	0.0006	0.0010
1720	Пропилмеркаптан (471)	3	0.1216	0.0330	0.1327	0.0292	0.1216	0.0298
1728	Этилмеркаптан (668)	3	0.6758	0.0654	0.6797	0.0571	0.6758	0.0572
2735	Масло минеральное нефтяное (716*)		0.3920	3.0483	0.3920	3.0483	0.3920	3.0483
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	4	24.5229	17.9106	24.5229	17.9106	24.5229	17.9106
Всего от наземных объектов			88103.6065	39735.5031	90572.06749	35162.58733	88103.60651	35514.18969

Таблица 4.2.2-3 Ориентировочный перечень и количество выбросов ЗВ в целом по предприятию, морских и наземных объектов по варианту 2

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Класс опасности	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Всего от морских и наземных объектов								
0101	Алюминий оксид (20)	2	0.0044444	0.03072	0.0044444	0.03072	0.0044444	0.03072
0123	Железа оксид (274)	3	0.0965778	0.3884544	0.0965778	0.3884544	0.0965778	0.3884544
0143	Марганец и его соединения (327)	2	0.0020444	0.0119808	0.0020444	0.0119808	0.0020444	0.0119808
0155	Сода кальцинированная (408)	3	0.0000056	0.0000116	0.0000056	0.0000116	0.0000056	0.0000116
0203	Хром шестивалентный (647)	1	0.0004444	0.004608	0.0004444	0.004608	0.0004444	0.004608
0301	Азота диоксид (4)	2	216.9623096	3224.869798	393.6969018	2975.945079	422.7022586	3006.904909
0302	Азотная кислота (5)	2	0.0005	0.00315	0.0005	0.00315	0.0005	0.00315
0303	Аммиак (32)	4	0.000000006	0.00000016	0.000000006	0.00000016	0.000000006	0.00000016
0304	Азота оксид (6)	3	35.2367159	523.9619446	63.9560872	483.5116777	68.6694577	488.54265
0316	Соляная кислота (163)	2	0.0007314	0.002693	0.0007314	0.002693	0.0007314	0.002693
0322	Серная кислота (517)	2	0.00001	0.0000007	0.00001	0.0000007	0.00001	0.0000007
0328	Сажа (583)	3	47.0408112	467.6457136	92.1731568	260.2084474	147.3017366	286.008306
0330	Сера диоксид (516)	3	15878.6871	142196.7116	43762.31223	94580.01479	67582.42009	94826.34562
0331	Сера элементарная (1125*)		2.3789258	27.9664787	2.3789258	27.9664787	2.3789258	27.9664787
0333	Сероводород (518)	2	15.38900078	172.1948914	39.08906348	131.6717816	59.34796588	131.8822341
0334	Сероуглерод (519)	2	2.259342293	0.0153628	2.259342293	0.0153628	2.259342293	0.0153628
0337	Углерод оксид (584)	4	566.2032889	7228.469214	2038.991557	5154.096552	2280.702864	5412.095139
0344	Фториды неорганические плохо растворимые (615)	2	0.004	0.041472	0.004	0.041472	0.004	0.041472
0370	Углерода сероокись (1295*)		29.98197405	0.10982651	29.98197405	0.10982651	29.98197405	0.10982651
0408	Циклогексан (652)	4	40.68337182	1.0833968	40.68337182	1.0833968	40.68337182	1.0833968
0409	Циклопентан (1423*)		12.88952058	0.3150542	12.88952058	0.3150542	12.88952058	0.3150542
0410	Метан (727*)		11.0330874	163.0481216	47.852794	111.1888051	53.8955767	117.6387697
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		112376.3619	698.0564196	112376.3619	698.0564196	112376.3619	698.0564196
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		1281.170088	36.7174477	1281.170088	36.7174477	1281.170088	36.7174477
0602	Бензол (64)	2	322.0465827	1.57737521	322.0465827	1.57737521	322.0465827	1.57737521
0616	Ксилол (322)	3	6.70506999	11.34619419	6.70506999	11.34619419	6.70506999	11.34619419
0621	Толуол (558)	3	469.9778623	6.407491281	469.9778623	6.407491281	469.9778623	6.407491281
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	2	0.153676956	0.526281792	0.153676956	0.526281792	0.153676956	0.526281792
0627	Этилбензол (675)	3	0.175447742	0.043670203	0.175447742	0.043670203	0.175447742	0.043670203
0703	Бенз/а/пирен (54)	1	0.000118	0.00020883	0.000118	0.00020883	0.000118	0.00020883
1001	п-Аминофенол (64*)		0.0028166	0.0888264	0.0028166	0.0888264	0.0028166	0.0888264
1042	Бутиловый спирт (102)	3	0.02125	0.3366	0.02125	0.3366	0.02125	0.3366
1051	Изопропиловый спирт (469)	3	0.0004694	0.0148044	0.0004694	0.0148044	0.0004694	0.0148044
1052	Метанол (338)	3	0.4351723	13.723592	0.4351723	13.723592	0.4351723	13.723592
1078	Этиленгликоль (1444*)		0.1308542	3.0724962	0.1308542	3.0724962	0.1308542	3.0724962
1210	Бутилацетат (110)	4	0.2494075	3.443805	0.2494075	3.443805	0.2494075	3.443805

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Класс опасности	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1240	Этилацетат (674)	4	0.085	1.3464	0.085	1.3464	0.085	1.3464
1325	Формальдегид (609)	2	1.3855833	1.8236656	1.3855833	1.8236656	1.3855833	1.8236656
1401	Ацетон (470)	4	0.0598609	0.6863132	0.0598609	0.6863132	0.0598609	0.6863132
1702	Бутилмеркаптан (103)	3	1.42977372	0.07874742	1.45636462	0.09241502	1.46938932	0.09003922
1715	Метилмеркаптан (339)	4	13.88539438	0.187768305	13.91363618	0.134509705	13.93629008	0.138561405
1716	Смесь природных меркаптанов (526)	3	0.0002703	0.0021751	0.0002703	0.0021751	0.0002703	0.0021751
1720	Пропилмеркаптан (471)	3	4.09630281	0.057272482	4.13305431	0.077253882	4.14607231	0.073572382
1728	Этилмеркаптан (668)	3	23.09418691	0.1941002	23.14678831	0.1689292	23.15919731	0.1703438
1852	Моноэтаноламин (29)	2	0.1406795	4.436468103	0.1406795	4.436468103	0.1406795	4.436468103
1860	Триалкиламины (1223*)		0.0004694	0.0148044	0.0004694	0.0148044	0.0004694	0.0148044
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) (60)	4	0.0016875	0.0193725	0.0016875	0.0193725	0.0016875	0.0193725
2735	Масло минеральное нефтяное (716*)		0.4469779	14.0311274	0.4469779	14.0311274	0.4469779	14.0311274
2750	Сольвент нефтяной (1149*)		0.0312666	0.9860256	0.0312666	0.9860256	0.0312666	0.9860256
2752	Уайт-спирит (1294*)		0.375	5.4	0.375	5.4	0.375	5.4
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	4	63.0714837	98.9867965	63.0714837	98.9867965	63.0714837	98.9867965
2853	Глицерин (1010*)		0.0164666	0.5192928	0.0164666	0.5192928	0.0164666	0.5192928
2868	Эмульсол (1435*)		0.0000928	0.0022544	0.0000928	0.0022544	0.0000928	0.0022544
2902	Взвешенные частицы (116)	3	0.01832	0.445176	0.01832	0.445176	0.01832	0.445176
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	3	0.0138698	0.2853948	0.0138698	0.2853948	0.0138698	0.2853948
Всего от морских и наземных объектов			131424.4376	154911.7329	161092.1013	104631.4239	185269.1305	105204.2038
Всего от морских объектов								
0301	Азота диоксид (4)	2	84.0400635	502.9573704	55.2280982	138.0455143	84.233455	186.254255
0304	Азота оксид (6)	3	13.6565104	81.7305728	8.974566	22.4323962	13.6879365	30.2663165
0316	Соляная кислота (163)	2	0.0005994	0.0024198	0.0005994	0.0024198	0.0005994	0.0024198
0328	Сажа (583)	3	43.5480667	359.2338326	19.5380957	55.1406191	43.7092263	95.3145697
0330	Сера диоксид (516)	3	12845.64604	104520.857	5127.703212	11192.89464	12810.72528	22518.72134
0333	Сероводород (518)	2	10.9324944	89.244078	4.3679916	9.8672276	10.9027267	19.4992195
0334	Сероуглерод (519)	2	0.00002043	0.00006166	0.00002043	0.00006166	0.00002043	0.00006166
0337	Углерод оксид (584)	4	440.3122514	3603.327337	200.2125408	562.3952015	441.9238471	964.1347084
0370	Углерода сероокись (1295*)		0.00000445	0.0001385	0.00000445	0.0001385	0.00000445	0.0001385
0408	Циклогексан (652)	4	0.000766	0.0241514	0.000766	0.0241514	0.000766	0.0241514
0409	Циклопентан (1423*)		0.0000682	0.0021471	0.0000682	0.0021471	0.0000682	0.0021471
0410	Метан (727*)		10.1026938	88.0273235	4.100201	12.0040201	10.1429837	22.0475078
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0825639	2.6037289	0.0825639	2.6037289	0.0825639	2.6037289
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0.0033569	0.1058663	0.0033569	0.1058663	0.0033569	0.1058663
0602	Бензол (64)	2	1.02006E-05	0.00032833	1.02006E-05	0.00032833	1.02006E-05	0.00032833
0616	Ксилол (322)	3	0.0030397	0.0958627	0.0030397	0.0958627	0.0030397	0.0958627

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Класс опасности	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0621	Толуол (558)	3	0.0186517	0.5881929	0.0186517	0.5881929	0.0186517	0.5881929
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	2	0.0007877	0.0248407	0.0007877	0.0248407	0.0007877	0.0248407
0627	Этилбензол (675)	3	0.0000511	0.0016158	0.0000511	0.0016158	0.0000511	0.0016158
0703	Бенз/а/пирен (54)	1	0.0000677	0.000159	0.0000677	0.000159	0.0000677	0.000159
1001	п-Аминофенол (64*)		0.0028166	0.0888264	0.0028166	0.0888264	0.0028166	0.0888264
1051	Изопропиловый спирт (469)	3	0.0004694	0.0148044	0.0004694	0.0148044	0.0004694	0.0148044
1052	Метанол (338)	3	0.099989	3.1532496	0.099989	3.1532496	0.099989	3.1532496
1325	Формальдегид (609)	2	0.8300333	1.5975684	0.8300333	1.5975684	0.8300333	1.5975684
1702	Бутилмеркаптан (103)	3	0.00004064	0.0014183	0.00004274	0.0013543	0.00004274	0.0013822
1715	Метилмеркаптан (339)	4	0.0123381	0.1029441	0.0049565	0.012361	0.0123309	0.0236698
1720	Пропилмеркаптан (471)	3	0.00002877	0.0013471	0.00003397	0.0011469	0.00003397	0.0012343
1728	Этилмеркаптан (668)	3	0.0079838	0.0688216	0.0032389	0.0094833	0.0080012	0.0171533
1860	Триалкиламины (1223*)		0.0004694	0.0148044	0.0004694	0.0148044	0.0004694	0.0148044
2735	Масло минеральное нефтяное (716*)		0.2247556	7.0231274	0.2247556	7.0231274	0.2247556	7.0231274
2750	Сольвент нефтяной (1149*)		0.0312666	0.9860256	0.0312666	0.9860256	0.0312666	0.9860256
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	4	19.405265	61.6880013	19.405265	61.6880013	19.405265	61.6880013
2853	Глицерин (1010*)		0.0164666	0.5192928	0.0164666	0.5192928	0.0164666	0.5192928
Всего от морских объектов			13468.98001	109324.0873	5440.854478	12071.33918	13436.06737	23914.81657
Всего от наземных объектов								
0101	Алюминий оксид (20)	2	0.0044444	0.03072	0.0044444	0.03072	0.0044444	0.03072
0123	Железа оксид (274)	3	0.0965778	0.3884544	0.0965778	0.3884544	0.0965778	0.3884544
0143	Марганец и его соединения (327)	2	0.0020444	0.0119808	0.0020444	0.0119808	0.0020444	0.0119808
0155	Сода кальцинированная (408)	3	0.0000056	0.0000116	0.0000056	0.0000116	0.0000056	0.0000116
0203	Хром шестивалентный (647)	1	0.0004444	0.004608	0.0004444	0.004608	0.0004444	0.004608
0301	Азота диоксид (4)	2	132.9222461	2721.912427	338.4688036	2837.899564	338.4688036	2820.650654
0302	Азотная кислота (5)	2	0.0005	0.00315	0.0005	0.00315	0.0005	0.00315
0303	Аммиак (32)	4	0.00000006	0.00000016	0.00000006	0.00000016	0.00000006	0.00000016
0304	Азота оксид (6)	3	21.5802055	442.2313718	54.9815212	461.0792815	54.9815212	458.2763335
0316	Соляная кислота (163)	2	0.000132	0.0002732	0.000132	0.0002732	0.000132	0.0002732
0322	Серная кислота (517)	2	0.00001	0.0000007	0.00001	0.0000007	0.00001	0.0000007
0328	Сажа (583)	3	3.4927445	108.411881	72.6350611	205.0678283	103.5925103	190.6937363
0330	Сера диоксид (516)	3	3033.04106	37675.85457	38634.60902	83387.12015	54771.69481	72307.62428
0331	Сера элементарная (1125*)		2.3789258	27.9664787	2.3789258	27.9664787	2.3789258	27.9664787
0333	Сероводород (518)	2	4.456506381	82.95081337	34.72107188	121.804554	48.44523918	112.3830146
0334	Сероуглерод (519)	2	2.25934025	0.01530114	2.25934025	0.01530114	2.25934025	0.01530114
0337	Углерод оксид (584)	4	125.8910375	3625.141877	1838.779016	4591.701351	1838.779016	4447.96043
0344	Фториды неорганические плохо растворимые (615)	2	0.004	0.041472	0.004	0.041472	0.004	0.041472
0370	Углерода сероокись (1295*)		29.9819696	0.10968801	29.9819696	0.10968801	29.9819696	0.10968801

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Класс опасности	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0408	Циклогексан (652)	4	40.68260582	1.0592454	40.68260582	1.0592454	40.68260582	1.0592454
0409	Циклопентан (1423*)		12.88945238	0.3129071	12.88945238	0.3129071	12.88945238	0.3129071
0410	Метан (727*)		0.9303936	75.0207981	43.752593	99.184785	43.752593	95.5912619
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)		112376.2793	695.4526907	112376.2793	695.4526907	112376.2793	695.4526907
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)		1281.166731	36.6115814	1281.166731	36.6115814	1281.166731	36.6115814
0602	Бензол (64)	2	322.0465725	1.57704688	322.0465725	1.57704688	322.0465725	1.57704688
0616	Ксилол (322)	3	6.70203029	11.25033149	6.70203029	11.25033149	6.70203029	11.25033149
0621	Толуол (558)	3	469.9592106	5.819298381	469.9592106	5.819298381	469.9592106	5.819298381
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	2	0.152889256	0.501441092	0.152889256	0.501441092	0.152889256	0.501441092
0627	Этилбензол (675)	3	0.175396642	0.042054403	0.175396642	0.042054403	0.175396642	0.042054403
0703	Бенз/а/пирен (54)	1	0.0000503	0.00004983	0.0000503	0.00004983	0.0000503	0.00004983
1042	Бутиловый спирт (102)	3	0.02125	0.3366	0.02125	0.3366	0.02125	0.3366
1052	Метанол (338)	3	0.3351833	10.5703424	0.3351833	10.5703424	0.3351833	10.5703424
1078	Этиленгликоль (1444*)		0.1308542	3.0724962	0.1308542	3.0724962	0.1308542	3.0724962
1210	Бутилацетат (110)	4	0.2494075	3.443805	0.2494075	3.443805	0.2494075	3.443805
1240	Этилацетат (674)	4	0.085	1.3464	0.085	1.3464	0.085	1.3464
1325	Формальдегид (609)	2	0.55555	0.2260972	0.55555	0.2260972	0.55555	0.2260972
1401	Ацетон (470)	4	0.0598609	0.6863132	0.0598609	0.6863132	0.0598609	0.6863132
1702	Бутилмеркаптан (103)	3	1.42973308	0.07732912	1.45632188	0.09106072	1.46934658	0.08865702
1715	Метилмеркаптан (339)	4	13.87305628	0.084824205	13.90867968	0.122148705	13.92395918	0.114891605
1716	Смесь природных меркаптанов (526)	3	0.0002703	0.0021751	0.0002703	0.0021751	0.0002703	0.0021751
1720	Пропилмеркаптан (471)	3	4.09627404	0.055925382	4.13302034	0.076106982	4.14603834	0.072338082
1728	Этилмеркаптан (668)	3	23.08620311	0.1252786	23.14354941	0.1594459	23.15119611	0.1531905
1852	Моноэтаноламин (29)	2	0.1406795	4.436468103	0.1406795	4.436468103	0.1406795	4.436468103
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) (60)	4	0.0016875	0.0193725	0.0016875	0.0193725	0.0016875	0.0193725
2735	Масло минеральное нефтяное (716*)		0.2222223	7.008	0.2222223	7.008	0.2222223	7.008
2752	Уайт-спирит (1294*)		0.375	5.4	0.375	5.4	0.375	5.4
2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	4	43.6662187	37.2987952	43.6662187	37.2987952	43.6662187	37.2987952
2868	Эмульсол (1435*)		0.0000928	0.0022544	0.0000928	0.0022544	0.0000928	0.0022544
2902	Взвешенные частицы (116)	3	0.01832	0.445176	0.01832	0.445176	0.01832	0.445176
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	3	0.0138698	0.2853948	0.0138698	0.2853948	0.0138698	0.2853948
Всего от наземных объектов			117955.4576	45587.64557	155651.2468	92560.08475	171833.0632	81289.38727

4.2.2.2. 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 пуска-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 ОВОС и проектах нормативов ПДВ.

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 потребуют 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 НТУ 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 ПДВ 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.

4.2.3. 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 Актоты 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 Актоты.

Для определения воздействия выбросов загрязняющих веществ от источников на экологически уязвимые зоны были выбраны следующие расчетные точки:

- точка 1 - ближайший населенный пункт от НТУ - с. Косчагыл (около 40 км);
- точка 2 - ближайшая тростниковая зона к DC-01 (8 км). Экологически чувствительная зона, где расположены места гнездования птиц;
- точка 3 - ближайшая тростниковая зона к НТУ (25 км).

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.

4.2.3.1. Вариант 1 (концепция 10.0)

Сценарии совместного моделирования:

- **сценарий 1.1.** Регламентный режим работы объектов острова DC-01 и НТУ.
- **сценарий 1.2.** Регламентный режим работы объектов НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел ВД острова DC-01;
- **сценарий 1.3.** Регламентный режим работы объектов острова DC-01 и НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел ВД НТУ;
- **сценарий 1.4.** Регламентный режим работы объектов острова DC-01 и НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел НД НТУ.

Результаты расчета уровня загрязнения атмосферы

Из всех загрязняющих веществ, а также групп веществ, обладающих эффектом суммации при их совместном присутствии, максимальные приземные концентрации наблюдаются по двум группам суммации «сера диоксид и сероводород» и «азота диоксид и сера диоксид». Значения концентраций в зарослях тростника и ближайшей жилой зоне по рассматриваемым сценариям представлены в таблице 4.2.3-1.

Размеры расчетных максимальных зон воздействия и влияния при эксплуатации острова DC-01 и НТУ представлены в таблицах 4.2.3-2, 4.2.3-3.

Таблица 4.2.3-1 Результаты расчетов максимальных приземных концентраций варианта 1

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ	Расчетная максимальная приземная концентрация, доли ПДК		
		Жилая зона (точка 1)	Тростниковая зона (точка 2)	Тростниковая зона (точка 3)
Сценарий 1.1				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	0.050	0.018	0.112
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	0.050	0.042	0.088
Сценарий 1.2				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	0.058	0.655	0.136
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	0.059	0.663	0.132
Сценарий 1.3				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	0.515	0.290	0.751
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	0.495	0.284	0.698
Сценарий 1.4				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	0.380	0.174	0.707
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	0.367	0.172	0.655

Таблица 4.2.3-2 Размеры расчетных зон воздействия и влияния выбросов ЗВ острова DC-01 варианта 1

Код ЗВ	Наименование вещества	Расчетная зона воздействия с $C_m \geq 1$ ПДК, км	Расчетная зона воздействия с $C_m \geq 0,8$ ПДК, км	Расчетная зона влияния ($C_m \geq 0,05$ ПДК), км
Сценарий 1.1				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	-	-	1.9
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	1.4	1.6	10.2
Сценарий 1.2				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	-	-	88.5
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	1.5	1.7	86.4

Таблица 4.2.3-3 Размеры расчетных зон воздействия и влияния выбросов ЗВ НТУ варианта 1

Код ЗВ	Наименование вещества	Расчетная зона воздействия с $C_m \geq 1$ ПДК, км	Расчетная зона воздействия с $C_m \geq 0,8$ ПДК, км	Расчетная зона влияния ($C_m \geq 0,05$ ПДК), км
Сценарий 1.1				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	6.9	8.0	38.5
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	4.4	5.1	38.3
Сценарий 1.3				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	17.7	24.5	187.2
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	15.1	22.0	187.0
Сценарий 1.4				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	20.1	24.0	120.0
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	18.8	22.5	127.0

Анализ результатов расчета рассеивания показал, что в зону повышенных концентраций загрязняющих веществ не попадают экологически чувствительные районы (тростники) и ближайший населенный пункт. Согласно расчетам, при кратковременных периодических факельных сбросах наиболее высокие приземные концентрации не превысят 0.515 ПДК в ближайшем населенном пункте и 0.751 ПДК в ближайшей тростниковой зоне. Максимальный радиус области воздействия ($C \geq \text{ПДК}$) во время кратковременных периодических сбросов на факел ориентировочно составит 20.1 км.

Результаты расчетов рассеивания по сценариям варианта 1 представлены на рисунках 4.2.3-1 – 4.2.3-4 и в таблице 4.2.3-4.

Источники наибольшего вклада в уровень загрязнения атмосферы в жилой зоне по сценариям варианта 1 представлены в таблице П4.1-3 приложения 4.1.

ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
_Z1 Расчетная СЗЗ по МРК-2014

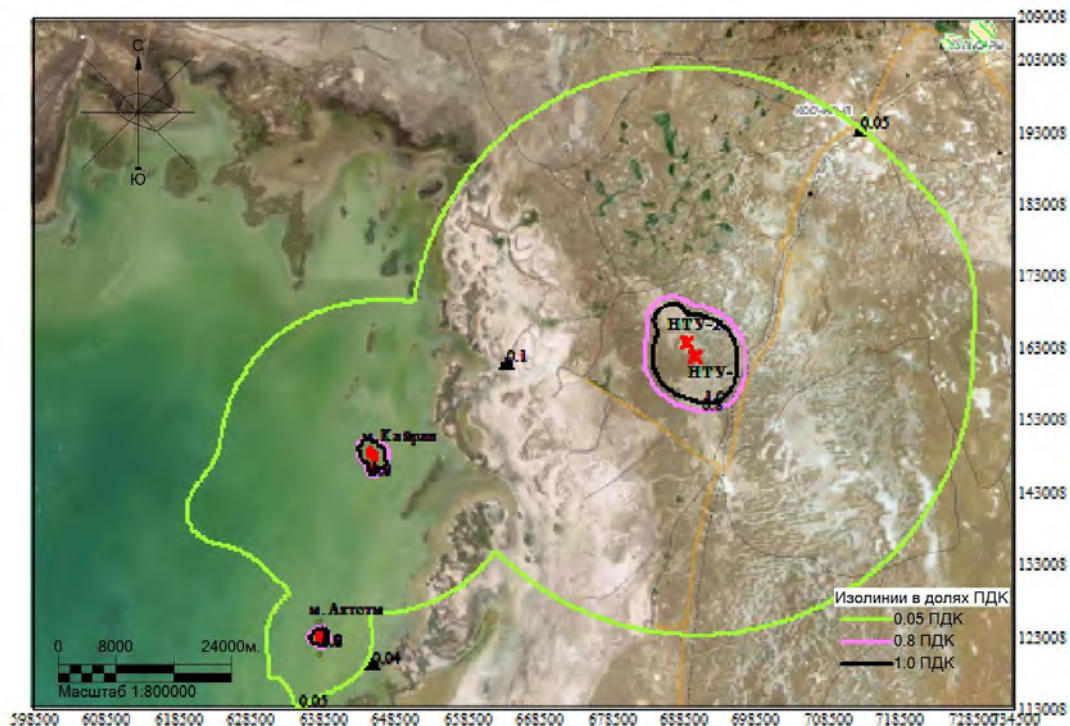


Рисунок 4.2.3-1 Результаты расчета рассеивания по сценарию 1.1 варианта 1

ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
_Z1 Расчетная СЗЗ по МРК-2014

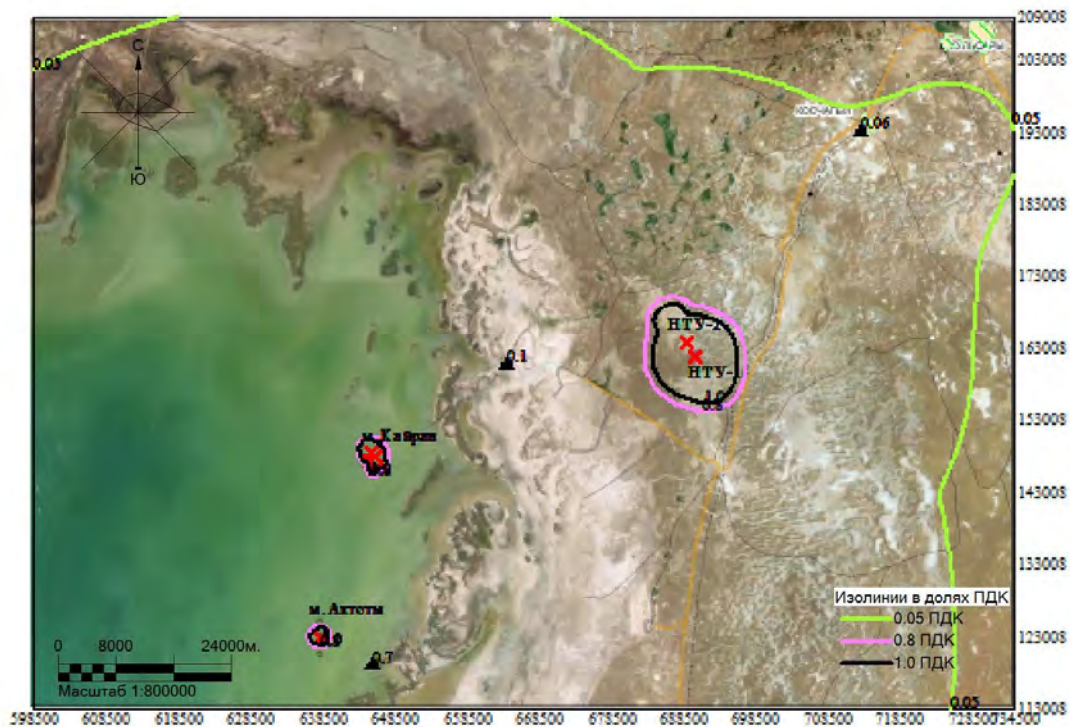


Рисунок 4.2.3-2 Результаты расчета рассеивания по сценарию 1.2 варианта 1

ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
_Z1 Расчетная СЗЗ по МРК-2014

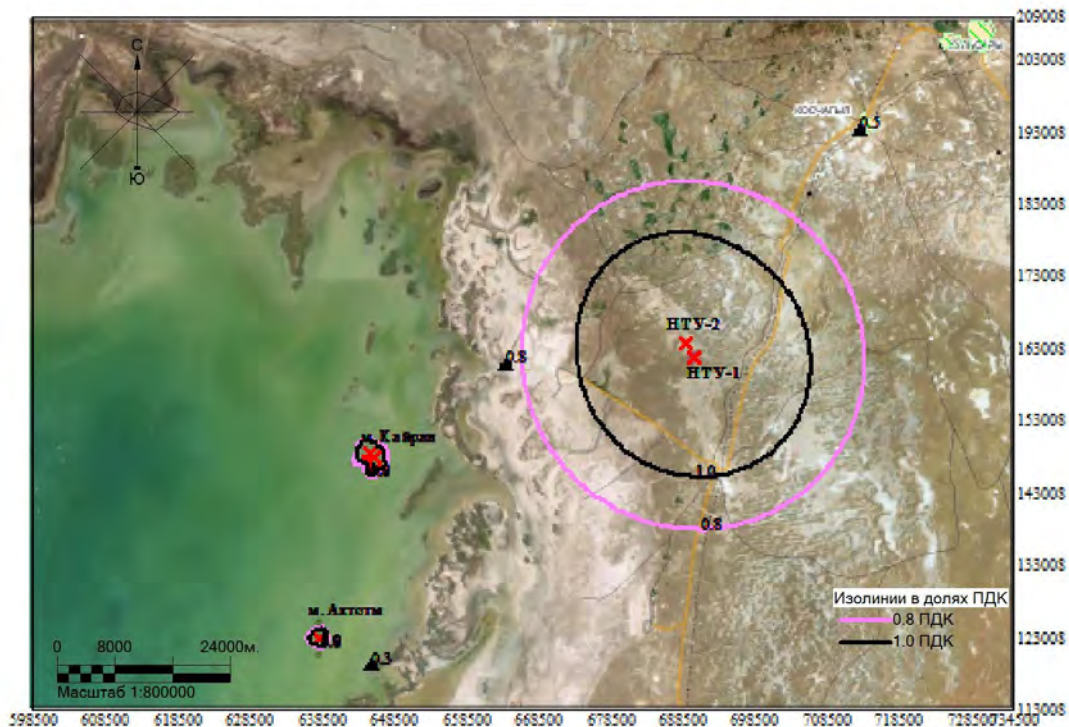


Рисунок 4.2.3-3 Результаты расчета рассеивания по сценарию 1.3 варианта 1

ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
_Z1 Расчетная СЗЗ по МРК-2014

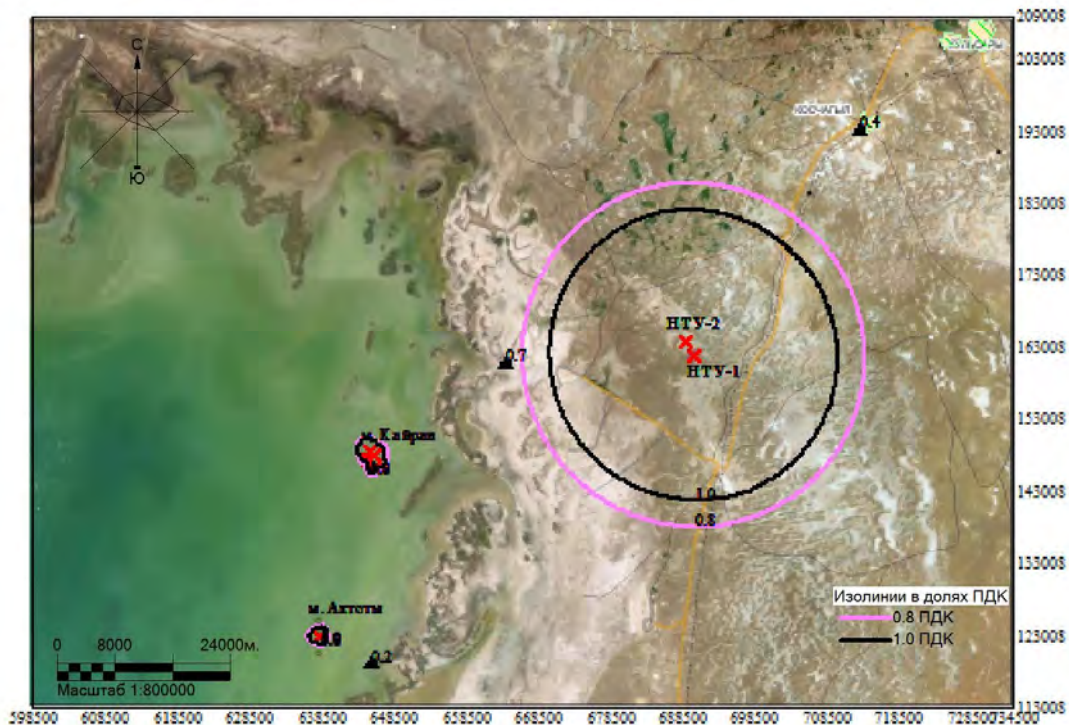


Рисунок 4.2.3-4 Результаты расчета рассеивания по сценарию 1.4 варианта 1

Таблица 4.2.3-4 Результаты расчетов рассеивания по сценариям варианта 1

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	См	РП	ЖЗ	ФТ	Колич. ИЗА	ПДК _{мр} (ОБУВ) мг/м ³	ПДК _{сс} мг/м ³	Класс опасн.
Сценарий 1.1									
0301	Азота диоксид (4)	40.0885	5.925567	0.044952	0.079499	65	0.2	0.04	2
0304	Азота оксид (6)	3.2543	0.481404	0.003652	0.006459	63	0.4	0.06	3
0316	Соляная кислота (163)	0.0124	См<0.05	См<0.05	См<0.05	3	0.2	0.1	2
0328	Сажа (583)	4.7728	0.609558	0.003057	0.005443	51	0.15	0.05	3
0330	Сера диоксид (516)	4.0207	0.587582	0.004861	0.008908	69	0.5	0.05	3
0333	Сероводород (518)	2628.2642	80.53024	0.045174	0.103641	178	0.008	0.0008*	2
0334	Сероуглерод (519)	0.0744	0.002825	0.000002	0.000004	115	0.03	0.005	2
0337	Углерод оксид (584)	1.6005	0.273503	0.002002	0.003434	65	5	3	4
0370	Углерода сероокись (1295*)	0.1421	0.005726	0.000004	0.000009	115	0.1	0.01*	-
0408	Циклогексан (652)	0.2956	0.00397	0.000004	0.000009	115	1.4	0.14*	4
0409	Циклопентан (1423*)	1.4945	0.022168	0.000023	0.000053	115	0.1	0.01*	-
0410	Метан (727*)	0	См<0.05	См<0.05	См<0.05	8	50	5.0*	-
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	1.7128	0.085628	0.000137	0.000239	148	50	5.0*	-
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.2958	0.03532	0.000065	0.000106	121	30	3.0*	-
0602	Бензол (64)	1.0706	0.061563	0.000098	0.000166	123	0.3	0.1	2
0616	Ксилол (322)	1.2284	0.040203	0.000051	0.000091	126	0.2	0.02*	3
0621	Толуол (558)	0.9345	0.030257	0.000039	0.000071	126	0.6	0.06*	3
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	10.0742	0.124445	0.000098	0.000238	115	0.04	0.015	2
0627	Этилбензол (675)	2.0436	0.033908	0.000022	0.000053	115	0.02	0.002*	3
0703	Бенз/а/пирен (54)	69.3445	11.3787	0.01606	0.026341	29	0.00001*	0.000001	1
1001	п-Аминофенол (64*)	0.3456	0.023842	0.000004	0.000126	3	0.026	0.0026*	-
1051	Изопропиловый спирт (469)	0.0025	См<0.05	См<0.05	См<0.05	3	0.6	0.06*	3
1052	Метанол (338)	270.7394	9.339355	0.001442	0.003713	9	1	0.5	3
1078	Этиленгликоль (1444*)	1.7077	0.033598	0.000014	0.000035	22	1	0.1*	-
1325	Формальдегид (609)	3.227	0.410861	0.001797	0.003279	31	0.05	0.01	2
1702	Бутилмеркаптан (103)	36.3408	0.899267	0.000547	0.001246	123	0.0004	0.00004*	3
1715	Метилмеркаптан (339)	2.8266	0.164092	0.000135	0.000289	123	0.006	0.0006*	4
1716	Смесь природных меркаптанов (526)	7.8804	1.468262	0.002845	0.004675	6	0.00005	0.000005*	3
1720	Пропилмеркаптан (471)	77.9736	2.676817	0.001741	0.003872	123	0.00015	0.000015*	3
1728	Этилмеркаптан (668)	304.0776	12.21208	0.009047	0.019912	123	0.00005	0.000005*	3
1860	Триалкиламины (1223*)	0.0214	См<0.05	См<0.05	См<0.05	3	0.07	0.007*	-
2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	50.9219	3.037077	0.002744	0.006356	41	0.05	0.005*	-
2750	Сольвент нефти (1149*)	0.4988	0.034407	0.000006	0.000181	3	0.2	0.02*	-
2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	55.583	1.938564	0.002449	0.004696	193	1	0.1*	4
2853	Глицерин (1010*)	0.5254	0.036241	0.000006	0.000191	3	0.1	0.01*	-
___30	0330 + 0333	2632.2849	81.01779	0.050009	0.112446	237			
___31	0301 + 0330	44.1092	6.452375	0.049813	0.088406	69			

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	См	РП	ЖЗ	ФТ	Колич. ИЗА	ПДКмр (ОБУВ) мг/м ³	ПДКсс мг/м ³	Класс опасн.
__39	0333 + 1325	2631.4912	80.90669	0.046934	0.10682	209			
__45	0408 + 0602	1.3662	0.065381	0.000101	0.000175	123			
Сценарий 1.2									
0301	Азота диоксид (4)	40.1037	5.925567	0.045019	0.079499	65	0.2	0.04	2
0304	Азота оксид (6)	3.2555	0.481404	0.003658	0.006459	63	0.4	0.06	3
0328	Сажа (583)	4.8236	0.609593	0.003113	0.021402	51	0.15	0.05	3
0330	Сера диоксид (516)	5.7594	0.653391	0.037638	0.622305	69	0.5	0.05	3
0333	Сероводород (518)	2628.3567	80.53054	0.045461	0.103641	178	0.008	0.0008*	2
0337	Углерод оксид (584)	1.6056	0.273518	0.002025	0.003434	65	5	3	4
0410	Метан (727*)	0	См<0.05	См<0.05	См<0.05	8	50	5.0*	-
1702	Бутилмеркаптан (103)	36.3408	0.899267	0.000547	0.001246	123	0.0004	0.00004*	3
1715	Метилмеркаптан (339)	2.8267	0.164092	0.000136	0.000289	123	0.006	0.0006*	4
1720	Пропилмеркаптан (471)	77.9736	2.676816	0.001741	0.003872	123	0.00015	0.000015*	3
1728	Этилмеркаптан (668)	304.0879	12.21208	0.009091	0.019912	123	0.00005	0.000005*	3
__30	0330 + 0333	2634.116	81.02389	0.059792	0.656981	237			
__31	0301 + 0330	45.8631	6.45704	0.060924	0.664956	69			
Сценарий 1.3									
0301	Азота диоксид (4)	40.1148	5.925567	0.049195	0.085228	65	0.2	0.04	2
0304	Азота оксид (6)	3.2564	0.481404	0.003997	0.006925	63	0.4	0.06	3
0328	Сажа (583)	4.7705	0.609301	0.003051	0.005432	50	0.15	0.05	3
0330	Сера диоксид (516)	6.6937	0.802853	0.445737	0.618054	69	0.5	0.05	3
0333	Сероводород (518)	2628.4063	80.53021	0.06847	0.13548	178	0.008	0.0008*	2
0337	Углерод оксид (584)	1.6093	0.273501	0.003445	0.005371	65	5	3	4
0410	Метан (727*)	0	См<0.05	См<0.05	См<0.05	8	50	5.0*	-
1702	Бутилмеркаптан (103)	36.3417	0.899267	0.000699	0.001453	123	0.0004	0.00004*	3
1715	Метилмеркаптан (339)	2.8268	0.164092	0.000177	0.000345	123	0.006	0.0006*	4
1720	Пропилмеркаптан (471)	77.9781	2.676816	0.002484	0.004887	123	0.00015	0.000015*	3
1728	Этилмеркаптан (668)	304.0961	12.21207	0.012114	0.024029	123	0.00005	0.000005*	3
__30	0330 + 0333	2635.0999	81.01738	0.51323	0.75153	237			
__31	0301 + 0330	46.8085	6.453329	0.492692	0.698469	69			
Сценарий 1.4									
0301	Азота диоксид (4)	40.1222	5.925567	0.046458	0.082334	65	0.2	0.04	2
0304	Азота оксид (6)	3.257	0.481404	0.003775	0.00669	63	0.4	0.06	3
0328	Сажа (583)	4.8852	0.606087	0.004948	0.010418	51	0.15	0.05	3
0330	Сера диоксид (516)	10.8092	2.012299	0.327256	0.583245	69	0.5	0.05	3
0333	Сероводород (518)	2628.6238	80.53064	0.060441	0.132657	178	0.008	0.0008*	2
0337	Углерод оксид (584)	1.6117	0.273341	0.002505	0.004379	65	5	3	4
0410	Метан (727*)	0	См<0.05	См<0.05	См<0.05	8	50	5.0*	-
1702	Бутилмеркаптан (103)	36.3514	0.899267	0.000997	0.002101	123	0.0004	0.00004*	3

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	Ст	РП	ЖЗ	ФТ	Колич. ИЗА	ПДК _{мр} (ОБУВ) мг/м ³	ПДК _{сс} мг/м ³	Класс опасн.
1715	Метилмеркаптан (339)	2.8278	0.164092	0.000187	0.000386	123	0.006	0.0006*	4
1720	Пропилмеркаптан (471)	78.0064	2.676816	0.003136	0.006524	123	0.00015	0.000015*	3
1728	Этилмеркаптан (668)	304.1798	12.21207	0.013441	0.028196	123	0.00005	0.000005*	3
___30	0330 + 0333	2639.4329	81.02644	0.378694	0.706625	237			
___31	0301 + 0330	50.9313	6.474445	0.365359	0.655541	69			

Примечания:

1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. Ст - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДК_{мр}) - только для модели МРК-2014
3. "Звездочка" (*) в графе "ПДК_{мр}(ОБУВ)" означает, что соответствующее значение взято как 10ПДК_{сс}.
4. "Звездочка" (*) в графе "ПДК_{сс}" означает, что соответствующее значение взято как ПДК_{мр}/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 ПДК_{мр}.

4.2.3.2. Вариант 2 (концепция 2.0)

Сценарии совместного моделирования:

- **сценарий 2.1.** Регламентный режим работы объектов островов DC-01, DC-02 и НТУ.
- **сценарий 2.2.** Регламентный режим работы объектов НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел ВД острова DC-01;
- **сценарий 2.3.** Регламентный режим работы объектов островов DC-01, DC-02 и НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел ВД НТУ;
- **сценарий 2.4.** Регламентный режим работы объектов островов DC-01, DC-02 и НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел НД НТУ;
- **сценарий 2.5.** Регламентный режим работы объектов островов DC-01, DC-02 и НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и байпас на термоокислители НТУ.

Результаты расчета уровня загрязнения атмосферы

Из всех загрязняющих веществ, а также групп веществ, обладающих эффектом суммации при их совместном присутствии, максимальные приземные концентрации наблюдаются по двум группам суммации «сера диоксид и сероводород» и «азота диоксид и сера диоксид». Значения концентраций в зарослях тростника и ближайшей жилой зоне по всем рассматриваемым сценариям представлены в таблице 4.2.3-5.

Размеры расчетных максимальных зон воздействия и влияния при эксплуатации островов DC-01, DC-02 и НТУ представлены в таблицах 4.2.3-6, 4.2.3-7.

Таблица 4.2.3-5 Результаты расчетов максимальных приземных концентраций варианта 2

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ	Расчетная максимальная приземная концентрация, доли ПДК		
		Жилая зона (точка 1)	Тростниковая зона (точка 2)	Тростниковая зона (точка 3)
Сценарий 2.1				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	0.057	0.024	0.113
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	0.036	0.093	0.067
Сценарий 2.2				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	0.066	0.591	0.165
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	0.053	0.652	0.163
Сценарий 2.3				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	0.578	0.313	0.957*
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	0.539	0.297	0.873*
Сценарий 2.4				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	0.421	0.195	0.765
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	0.387	0.184	0.690
Сценарий 2.5				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	0.236	0.121	0.446
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	0.218	0.117	0.430

*Примечание** - пункт 19 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» приложения к приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63

Таблица 4.2.3-6 Размеры расчетных зон воздействия и влияния выбросов ЗВ островов DC-01, DC-02 варианта 2

Код ЗВ	Наименование вещества	Расчетная зона воздействия с $C_m \geq 1$ ПДК, км	Расчетная зона воздействия с $C_m \geq 0,8$ ПДК, км	Расчетная зона влияния ($C_m \geq 0,05$ ПДК), км
Сценарий 2.1				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	-	-	2.1
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	1.4	1.7	16.5
Сценарий 2.2				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	-	-	100.0
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	1.5	2.5	100.0

Таблица 4.2.3-7 Размеры расчетных зон воздействия и влияния выбросов ЗВ НТУ варианта 2

Код ЗВ	Наименование вещества	Расчетная зона воздействия с $C_m \geq 1$ ПДК, км	Расчетная зона воздействия с $C_m \geq 0,8$ ПДК, км	Расчетная зона влияния ($C_m \geq 0,05$ ПДК), км
Сценарий 2.1				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	6.4	7.4	42.0
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	5.0	6.0	31.2
Сценарий 2.3				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	25.0	30.0	184.6
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	23.0	28.0	182.0
Сценарий 2.4				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	21.0	25.0	131.0
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	19.5	23.2	128.0
Сценарий 2.5				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	16.1	18.3	123.3
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	15.6	17.7	124.2

Анализ результатов расчета рассеивания показал, что в зону повышенных концентраций загрязняющих веществ попадают экологически чувствительные районы (тростники). Согласно расчетам, при кратковременных периодических сбросах на ФВД НТУ наиболее высокие приземные концентрации 0.957 ПДК в ближайшей тростниковой зоне (сценарий 2.3).

Вышеуказанный сценарий (2.3) представляет собой периодические сбросы сырого газа в период планово-предупредительного/капитального ремонта, с операции продувки оборудования установки и поднятия давления, продолжительность которого составляет не более 1 ч/год. Данные операции единичны и кратковременны и являются составной частью технологического процесса. Поэтому, согласно пункта 19 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» приложения к приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63, при данном сценарии максимальные разовые залповые выбросы (г/с) не нормируются и в рассеивании принимать участия не должны. Моделирование данного сценария проведено с целью максимальной оценки качества атмосферного воздуха.

Ближайший населенный пункт в зону повышенных концентраций загрязняющих веществ не попадает. Согласно расчетам, при кратковременных периодических факельных сбросах наиболее высокие приземные концентрации не превысят 0.578 ПДК в ближайшем населенном пункте (сценарий 2.3). Максимальный радиус области воздействия ($C \geq$ ПДК) во время кратковременных периодических сбросов на факела НТУ (факел ВД) может достигать 25.0 км.

Результаты расчетов рассеивания от морских и наземных объектов по сценариям варианта 2 представлены на рисунках 4.2.3-5 – 4.2.3-9 и в таблице 4.2.3-8.

Источники наибольшего вклада в уровень загрязнения атмосферы в жилой зоне по сценариям варианта 2 представлены в таблице П4.1-4 приложения 4.1.

ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
_Z1 Расчетная СЗЗ по МРК-2014

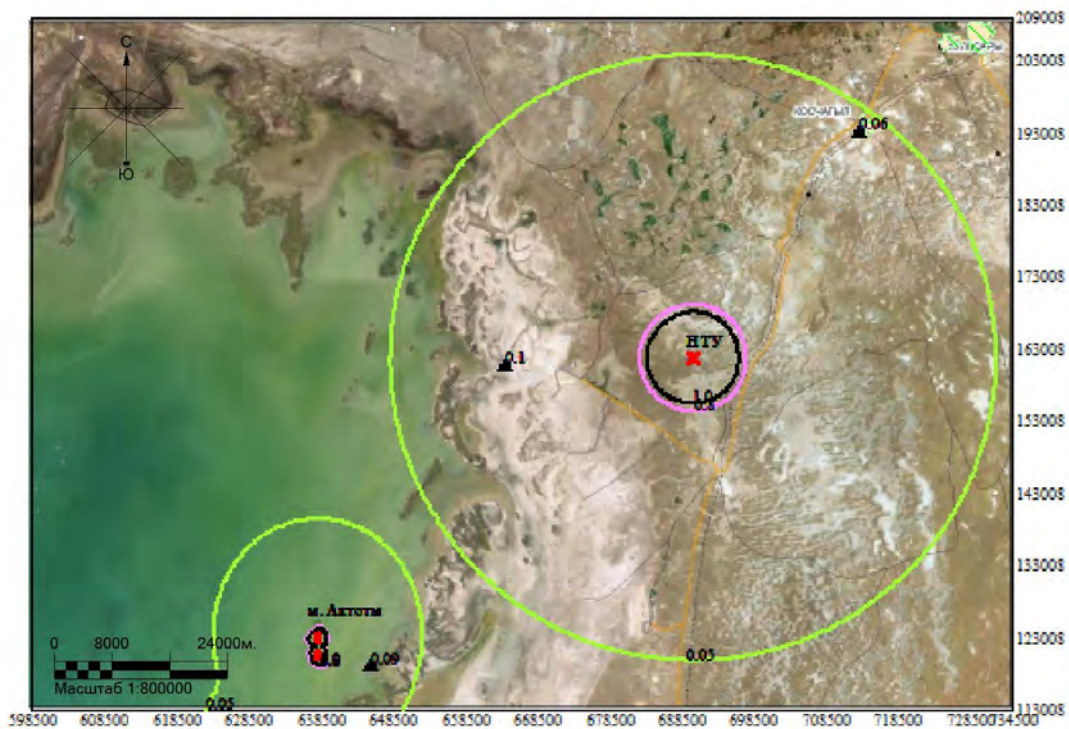


Рисунок 4.2.3-5 Результаты расчета рассеивания по сценарию 2.1 варианта 2

ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
_Z1 Расчетная СЗЗ по МРК-2014

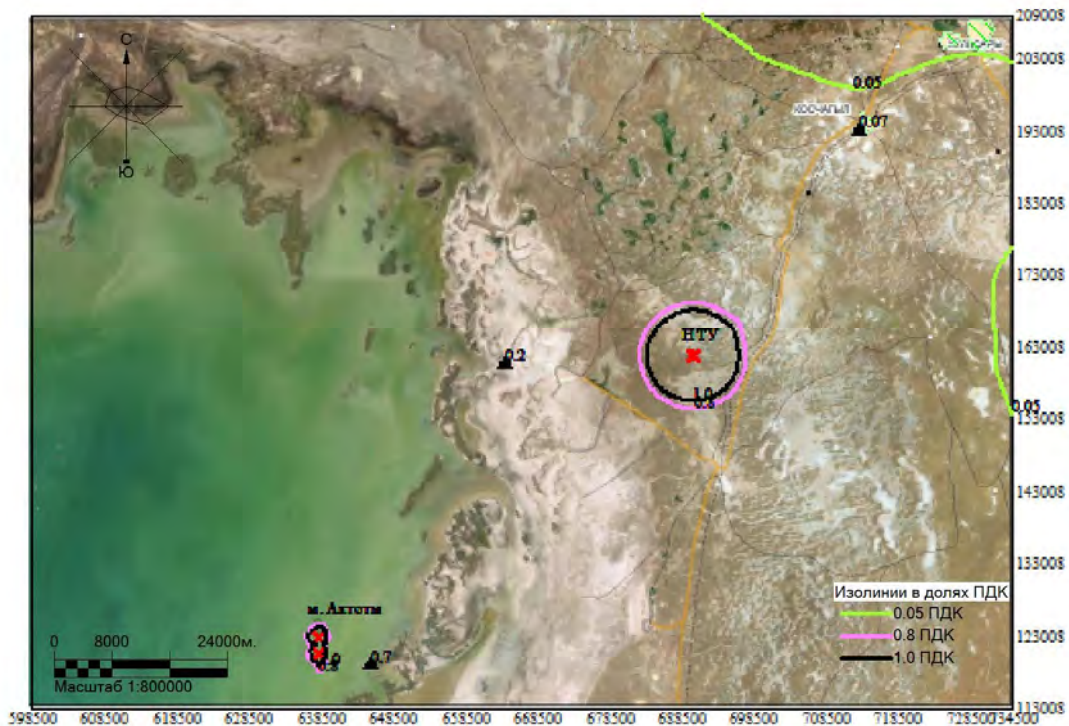


Рисунок 4.2.3-6 Результаты расчета рассеивания по сценарию 2.2 варианта 2

ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
_Z1 Расчетная СЗЗ по МРК-2014

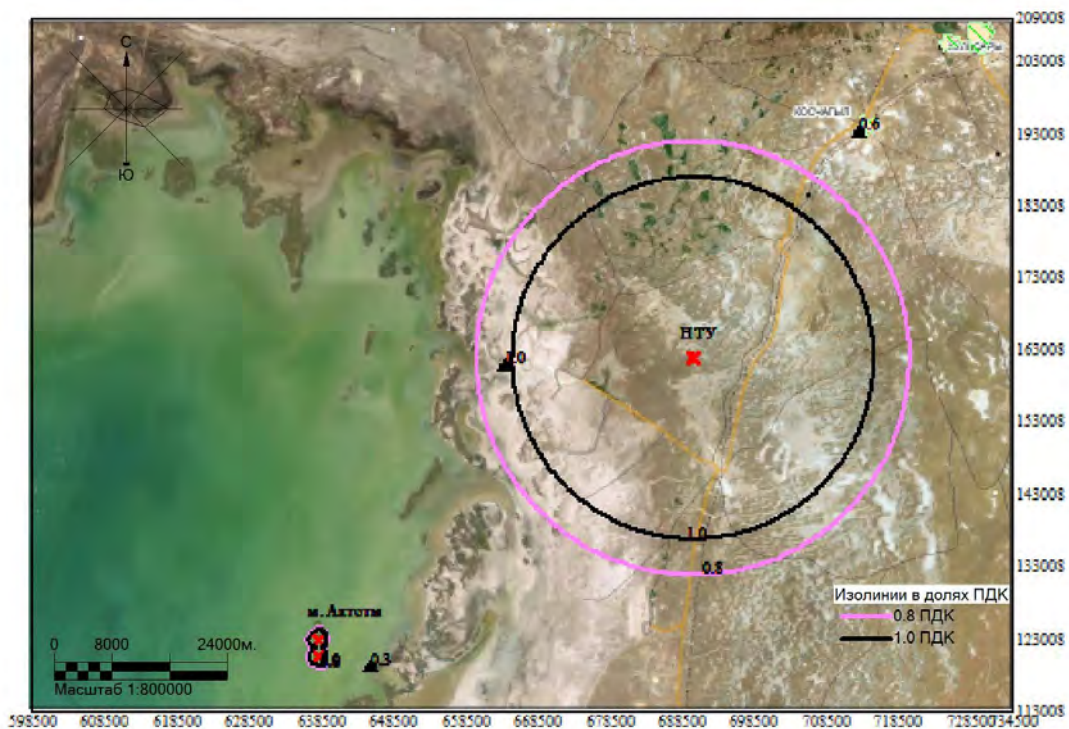


Рисунок 4.2.3-7 Результаты расчета рассеивания по сценарию 2.3 варианта 2

ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
_Z1 Расчетная СЗЗ по МРК-2014

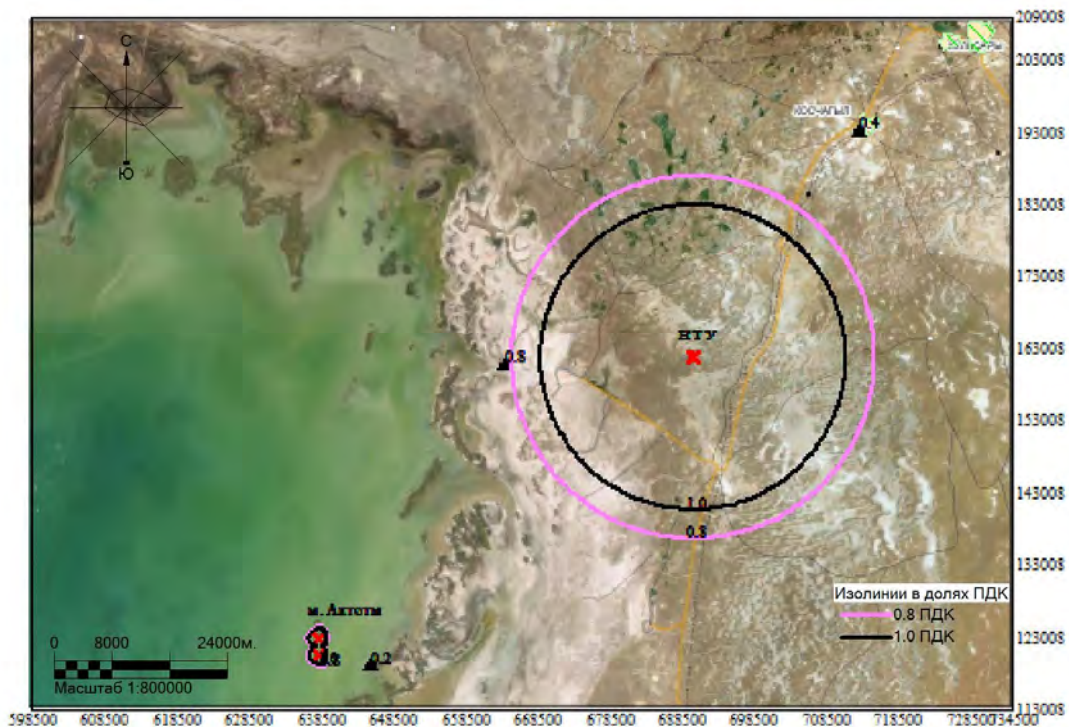


Рисунок 4.2.3-8 Результаты расчета рассеивания по сценарию 2.4 варианта 2

ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
_Z1 Расчетная СЗЗ по МРК-2014

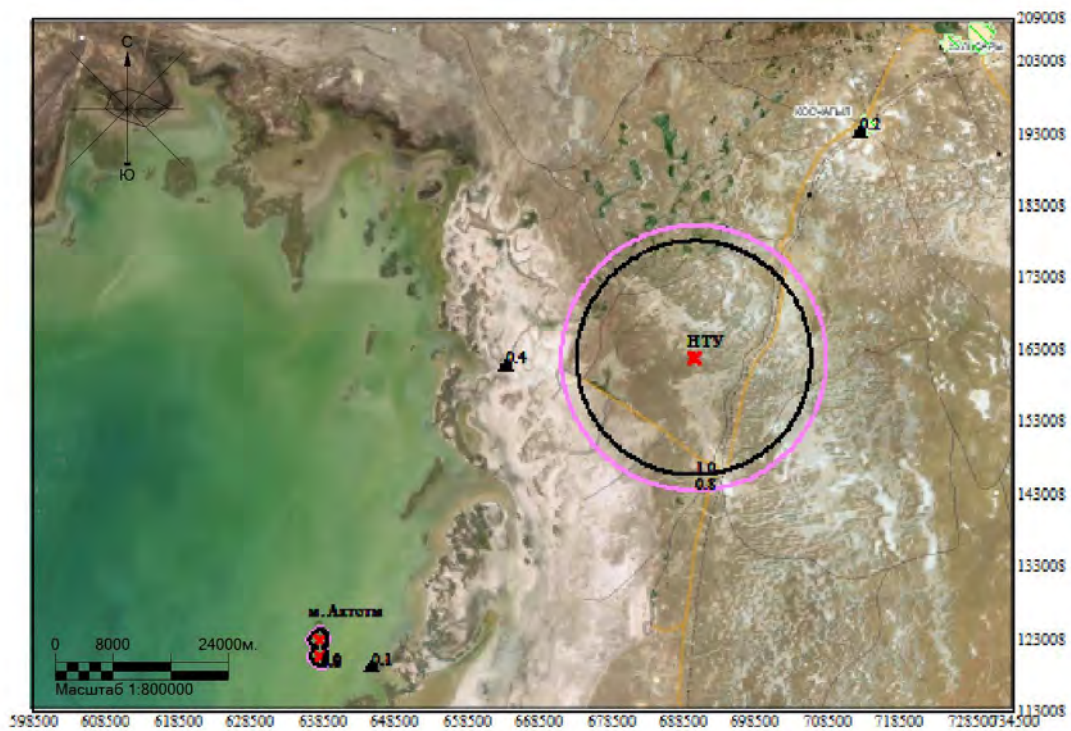


Рисунок 4.2.3-9 Результаты расчета рассеивания по сценарию 2.5 варианта 2

Таблица 4.2.3-8 Результаты расчетов рассеивания по сценариям варианта 2

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	См	РП	ЖЗ	ФТ	Колич. ИЗА	ПДКмр (ОБУВ) мг/м ³	ПДКсс мг/м ³	Класс опасн.
Сценарий 2.1									
0101	Алюминий оксид (20)	0.7958	0.02954	0.000006	0.000014	2	0.1*	0.01	2
0123	Железа оксид (274)	4.323	0.160478	0.000033	0.000079	2	0.4*	0.04	3
0143	Марганец и его соединения (327)	3.6604	0.135882	0.000028	0.000066	2	0.01	0.001	2
0155	Сода кальцинированная (408)	0	См<0.05	См<0.05	См<0.05	1	0.15	0.05	3
0203	Хром шестивалентный (647)	0.5305	0.019692	0.000004	0.00001	2	0.015*	0.0015	1
0301	Азота диоксид (4)	62.9644	8.857156	0.0168	0.088134	54	0.2	0.04	2
0302	Азотная кислота (5)	0.0015	См<0.05	См<0.05	См<0.05	1	0.4	0.15	2
0303	Аммиак (32)	0	См<0.05	См<0.05	См<0.05	4	0.2	0.04	4
0304	Азота оксид (6)	4.2371	0.69113	0.001358	0.007161	51	0.4	0.06	3
0316	Соляная кислота (163)	0.0091	См<0.05	См<0.05	См<0.05	3	0.2	0.1	2
0322	Серная кислота (517)	0.0007	См<0.05	См<0.05	См<0.05	1	0.3	0.1	2
0328	Сажа (583)	4.8634	0.770059	0.00082	0.009801	32	0.15	0.05	3
0330	Сера диоксид (516)	5.3023	1.282189	0.019106	0.035314	63	0.5	0.05	3
0331	Сера элементарная (1125*)	106.4424	9.500843	0.005061	0.009796	13	0.07	0.007*	-
0333	Сероводород (518)	623.7052	64.85839	0.037797	0.077808	117	0.008	0.0008*	2
0334	Сероуглерод (519)	0.2341	0.008991	0.000002	0.000005	71	0.03	0.005	2
0337	Углерод оксид (584)	2.3488	0.370456	0.000844	0.003437	60	5	3	4
0344	Фториды неорганические плохо растворимые (615)	0.3581	0.013293	0.000003	0.000007	2	0.2	0.03	2
0370	Углерода сероокись (1295*)	0.385	0.01467	0.000003	0.000008	71	0.1	0.01*	-
0408	Циклогексан (652)	0.2528	0.011125	0.000004	0.00001	68	1.4	0.14*	4
0409	Циклопентан (1423*)	0.5086	0.038703	0.000017	0.000043	68	0.1	0.01*	-
0410	Метан (727*)	0.0001	См<0.05	См<0.05	См<0.05	6	50	5.0*	-
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	1.9328	0.087164	0.000044	0.000088	85	50	5.0*	-
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.114	0.021355	0.000015	0.000025	73	30	3.0*	-
0602	Бензол (64)	1.022	0.053875	0.000028	0.000054	74	0.3	0.1	2
0616	Ксилол (322)	112.6133	4.101562	0.000685	0.001714	78	0.2	0.02*	3
0621	Толуол (558)	14.495	0.525729	0.000088	0.00022	79	0.6	0.06*	3
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	7.3964	0.283733	0.000074	0.000182	68	0.04	0.015	2
0627	Этилбензол (675)	0.9998	0.039872	0.000012	0.00003	68	0.02	0.002*	3
0703	Бенз/а/пирен (54)	1.6902	0.262094	0.000205	0.003131	24	0.00001*	0.000001	1
1001	п-Аминофенол (64*)	0.2304	0.023842	0.000002	0.000175	2	0.026	0.0026*	-
1042	Бутиловый спирт (102)	7.5898	0.274181	0.000041	0.000105	1	0.1	0.01*	3
1051	Изопропиловый спирт (469)	0.0017	См<0.05	См<0.05	См<0.05	2	0.6	0.06*	3
1052	Метанол (338)	11.9367	0.417488	0.000064	0.000165	5	1	0.5	3
1078	Этиленгликоль (1444*)	4.2804	0.141621	0.000023	0.000061	11	1	0.1*	-
1210	Бутилацетат (110)	62.6844	2.290927	0.000395	0.00098	2	0.1	0.01*	4

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	См	РП	ЖЗ	ФТ	Колич. ИЗА	ПДКмр (ОБУВ) мг/м ³	ПДКсс мг/м ³	Класс опасн.
1240	Этилацетат (674)	30.359	1.096724	0.000162	0.000418	1	0.1	0.01*	4
1325	Формальдегид (609)	3.2757	0.517197	0.000439	0.007238	21	0.05	0.01	2
1401	Ацетон (470)	2.1808	0.082762	0.000021	0.000048	3	0.35	0.035*	4
1702	Бутилмеркаптан (103)	38.897	2.251107	0.001004	0.002306	74	0.0004	0.00004*	3
1715	Метилмеркаптан (339)	2.2122	0.09376	0.000033	0.000078	74	0.006	0.0006*	4
1716	Смесь природных меркаптанов (526)	1.5721	0.839423	0.000632	0.001039	3	0.00005	0.000005*	3
1720	Пропилмеркаптан (471)	55.1229	3.306257	0.001387	0.003389	74	0.00015	0.000015*	3
1728	Этилмеркаптан (668)	439.8764	18.79904	0.00618	0.015107	74	0.00005	0.000005*	3
1852	Моноэтаноламин (29)	8.5593	0.361444	0.000134	0.000346	8	0.2*	0.02	2
1860	Триалкиламины (1223*)	0.0143	См<0.05	См<0.05	См<0.05	2	0.07	0.007*	-
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) (60)	0.0018	См<0.05	См<0.05	См<0.05	2	5	1.5	4
2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	15.655	1.572407	0.000867	0.007633	17	0.05	0.005*	-
2750	Сольвент нафта (1149*)	0.3325	0.034407	0.000003	0.000253	2	0.2	0.02*	-
2752	Уайт-спирит (1294*)	8.9407	0.327447	0.000058	0.000143	2	1	0.1*	-
2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	19.5161	1.238736	0.00073	0.009002	115	1	0.1*	4
2853	Глицерин (1010*)	0.3502	0.036241	0.000003	0.000266	2	0.1	0.01*	-
2868	Эмульсол (1435*)	0.0002	См<0.05	См<0.05	См<0.05	1	0.05	0.005*	-
2902	Взвешенные частицы (116)	0.0034	См<0.05	См<0.05	См<0.05	1	0.5	0.15	3
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0.0913	0.007651	0.000005	0.000011	2	0.3	0.1	3
__03	0303 + 0333	623.7052	64.8584	0.037797	0.077808	117			
__04	0303 + 0333 + 1325	626.9809	65.17086	0.038228	0.078668	138			
__05	0303 + 1325	3.2757	0.517197	0.000439	0.007238	25			
__28	0322 + 0330	5.303	1.282191	0.019106	0.035314	64			
__30	0330 + 0333	629.0076	65.41937	0.056903	0.113121	162			
__31	0301 + 0330	68.2667	9.619548	0.035898	0.093687	65			
__39	0333 + 1325	626.981	65.17086	0.038228	0.078668	138			
__40	0302 + 0316 + 0322	0.0113	См<0.05	См<0.05	См<0.05	4			
__45	0408 + 0602	1.2748	0.064634	0.000032	0.000064	75			
Сценарий 2.2									
0301	Азота диоксид (4)	62.9805	8.857213	0.016873	0.092998	54	0.2	0.04	2
0304	Азота оксид (6)	4.2384	0.691135	0.001364	0.007556	51	0.4	0.06	3
0328	Сажа (583)	4.9172	0.770174	0.000917	0.029261	32	0.15	0.05	3
0330	Сера диоксид (516)	7.1436	1.282189	0.049239	0.55996	63	0.5	0.05	3
0333	Сероводород (518)	623.8031	64.8584	0.0381	0.077808	117	0.008	0.0008*	2
0337	Углерод оксид (584)	2.3541	0.37047	0.00087	0.005058	60	5	3	4
0410	Метан (727*)	0.0001	См<0.05	См<0.05	См<0.05	6	50	5.0*	-
1702	Бутилмеркаптан (103)	38.897	2.251107	0.001004	0.002306	74	0.0004	0.00004*	3

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	См	РП	ЖЗ	ФТ	Колич. ИЗА	ПДКмр (ОБУВ) мг/м³	ПДКсс мг/м³	Класс опасн.
1715	Метилмеркаптан (339)	2.2123	0.093761	0.000033	0.000078	74	0.006	0.0006*	4
1720	Пропилмеркаптан (471)	55.1229	3.306256	0.001387	0.003389	74	0.00015	0.000015*	3
1728	Этилмеркаптан (668)	439.8872	18.79909	0.006215	0.015107	74	0.00005	0.000005*	3
__30	0330 + 0333	630.9467	65.4195	0.069049	0.591397	162			
__31	0301 + 0330	70.1242	9.625801	0.055895	0.652958	65			
Сценарий 2.3									
0301	Азота диоксид (4)	62.9897	8.85708	0.019725	0.088134	54	0.2	0.04	2
0304	Азота оксид (6)	4.2392	0.691124	0.001596	0.007161	51	0.4	0.06	3
0328	Сажа (583)	4.8605	0.769183	0.000811	0.009801	31	0.15	0.05	3
0330	Сера диоксид (516)	9.4265	2.025764	0.521072	0.837476	63	0.5	0.05	3
0333	Сероводород (518)	623.9244	64.85839	0.062516	0.120432	117	0.008	0.0008*	2
0337	Углерод оксид (584)	2.3572	0.370417	0.001821	0.003437	60	5	3	4
0410	Метан (727*)	0.0001	См<0.05	См<0.05	См<0.05	6	50	5.0*	-
1702	Бутилмеркаптан (103)	38.8984	2.251107	0.00116	0.002576	74	0.0004	0.00004*	3
1715	Метилмеркаптан (339)	2.2124	0.09376	0.000061	0.000126	74	0.006	0.0006*	4
1720	Пропилмеркаптан (471)	55.1283	3.306256	0.001998	0.004442	74	0.00015	0.000015*	3
1728	Этилмеркаптан (668)	439.9031	18.79903	0.009228	0.02036	74	0.00005	0.000005*	3
__30	0330 + 0333	633.3508	65.4193	0.577032	0.957908	162			
__31	0301 + 0330	72.4162	9.619771	0.538381	0.87391	65			
Сценарий 2.4									
0301	Азота диоксид (4)	62.9994	8.85606	0.018588	0.088134	54	0.2	0.04	2
0304	Азота оксид (6)	4.2399	0.69104	0.001504	0.007161	51	0.4	0.06	3
0328	Сажа (583)	4.98	0.761132	0.003753	0.009801	32	0.15	0.05	3
0330	Сера диоксид (516)	12.3112	2.27219	0.369079	0.656904	63	0.5	0.05	3
0333	Сероводород (518)	624.0776	64.85839	0.05537	0.11063	117	0.008	0.0008*	2
0337	Углерод оксид (584)	2.3604	0.370193	0.001442	0.003437	60	5	3	4
0410	Метан (727*)	0.0001	См<0.05	См<0.05	См<0.05	6	50	5.0*	-
1702	Бутилмеркаптан (103)	38.8994	2.251107	0.001116	0.002517	74	0.0004	0.00004*	3
1715	Метилмеркаптан (339)	2.2126	0.093758	0.000055	0.000119	74	0.006	0.0006*	4
1720	Пропилмеркаптан (471)	55.1325	3.306256	0.001843	0.004241	74	0.00015	0.000015*	3
1728	Этилмеркаптан (668)	439.925	18.79866	0.008542	0.019519	74	0.00005	0.000005*	3
__30	0330 + 0333	636.3887	65.41936	0.420293	0.765976	162			
__31	0301 + 0330	75.3106	9.620892	0.385805	0.690454	65			
Сценарий 2.5									
0301	Азота диоксид (4)	63.1366	8.865866	0.019457	0.088134	54	0.2	0.04	2
0304	Азота оксид (6)	4.2511	0.691818	0.001574	0.007161	51	0.4	0.06	3
0330	Сера диоксид (516)	16.8154	12.03894	0.197502	0.405982	63	0.5	0.05	3
0333	Сероводород (518)	623.7153	64.85839	0.037949	0.078057	117	0.008	0.0008*	2

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	См	РП	ЖЗ	ФТ	Колич. ИЗА	ПДК _{мр} (ОБУВ) мг/м ³	ПДК _{сс} мг/м ³	Класс опасн.
0337	Углерод оксид (584)	2.3497	0.370435	0.000858	0.003437	60	5	3	4
0410	Метан (727*)	0.0001	См<0.05	См<0.05	См<0.05	6	50	5.0*	-
30	0330 + 0333	640.5306	65.42063	0.235451	0.445567	162			
31	0301 + 0330	79.952	13.98664	0.216959	0.430144	65			

Примечания:

1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. См - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДК_{мр}) - только для модели МРК-2014
3. "Звездочка" (*) в графе "ПДК_{мр}(ОБУВ)" означает, что соответствующее значение взято как 10ПДК_{сс}.
4. "Звездочка" (*) в графе "ПДК_{сс}" означает, что соответствующее значение взято как ПДК_{мр}/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 ПДК_{мр}.

4.2.4. Сведения о зоне воздействия и СЗЗ

4.2.4.1. Морские объекты

Санитарно-защитные зоны устанавливаются для предприятий в местах проживания населения с целью охраны атмосферного воздуха, здоровья и безопасности населения. Объекты острова DC-01 находятся в шельфовой зоне Каспийского моря, где невозможно нахождение населенных пунктов. Ближайший населенный пункт располагается на значительном расстоянии от острова: с. Косшагыл – на расстоянии порядка 100 км. Наибольшая зона воздействия выбросов от DC-01 составляет 1.5 км. В связи с этим санитарно-защитная зона не устанавливается.

4.2.4.2. Наземные объекты

Предварительное размещение НТУ рассмотрено в 40 км юго-западнее с. Косшагыл.

Результаты моделирования уровня загрязнения атмосферы по максимально разовым концентрациям приведены в подразделе 4.2.3. Размер зоны загрязнения (См.р.>1ПДК) по максимально разовым концентрациям приведен на рисунке 4.2.3-7 при периодическом сбросе сырого газа на факел высокого давления НТУ и составляет 25 км.

В связи со значительным увеличением размера зоны воздействия в сравнении с требованиями СП "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека", утвержденными Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2, предлагается применить меры по снижению негативного воздействия на качество атмосферного воздуха по аналогу действующих морских и наземных объектов НКЖК Н.В. - рассмотреть к исполнению факельный оголовник акустического типа и разбавление сырого газа топливным, с целью улучшения рассеивания, за счет увеличения скорости истечения газо-воздушной смеси и как следствие беспламенного горения, увеличить высоты факельных установок; использовать резервуары для хранения товарной нефти, оборудованных современными средствами снижения выбросов вредных веществ в атмосферу и снижения потерь углеводородного сырья, эффективность которых достигает 99% за счет оснащения резервуаров двойной плавающей крышей с плотной посадкой; использовать ГТУ, оборудованных камерами сгорания по технологии сжигания топлива до концентраций NOx и CO соответствующих международным требованиям; применять фланцы, клапаны и насосы, используемые в сероводородсодержащей среде, соответствующие классу герметичности и стандартам ISO. Данные и другие меры снижения негативного воздействия на качество атмосферного воздуха будут изучены и рассмотрены на дальнейших этапах проектирования.

Размер санитарно-защитной зоны для НТУ будет установлен на следующих этапах проектирования с учетом мер по снижению воздействия.

Уровень риска развития неблагоприятного эффекта от воздействия выбросов химических веществ НТУ для здоровья населения в ближайших посёлках, оценивается как *приемлемый*.

4.2.5. 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 ($КОВ_i$):

$$КОВ_i = (M_i / ПДК_i)^{\alpha_i}$$

где M_i – суммарный выброс i -го загрязняющего вещества, т/год;

$ПДК_i$ – среднесуточная предельно допустимая концентрация i -го загрязняющего вещества, мг/м³;

α_i – постоянная, учитывающая класс опасности i -го загрязняющего вещества (таблица 4.2.5-1).

Таблица 4.2.5-1 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 в таблице 4.2.5-2.

Таблица 4.2.5-2 Граничные условия для деления предприятий на категории опасности в зависимости от значений КОП

Категория опасности предприятия	1	2	3	4
КОП	$КОП \geq 10^6$ сильное воздействие	$10^6 > КОП \geq 10^4$ умеренное воздействие	$10^4 > КОП \geq 10^3$ слабое воздействие	$КОП < 10^3$ 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 Φ_{kj}^k и Q_{kj} , характеризующие влияние выброса j-го вещества из k-го источника выбросов, на загрязнение воздуха прилегающих к предприятию территорий, по формулам:

$$\Phi_{kj}^k = (M_{kj} / N_k * ПДК_j) * (100 / (100 - К.П.Д._{kj})), \quad Q_{kj} = q_{жкj} * (100 / (100 - К.П.Д._{kj})),$$

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/м³;

$q_{жкj}$ – 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, %;

N_k – высота источника; для отдельных источников при $N_k < 10$ м можно принимать $N_k = 10$ 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 N_k принимается равным фактической высоте выброса ($N_k = 2$ м при высоте выброса менее 2 м)), м.

Определение категории «источник – вредное вещество» выполняется, исходя из следующих условий:

I категория – одновременно выполняются неравенства:

$$\Phi_{kj}^k > 0,001 \text{ и } Q_{kj} \geq 0,5$$

Для случая, указанного в примечании:

$$\Phi_{kj}^k > 0,01 \text{ и } Q_{kj} \geq 0,5$$

II категория – одновременно выполняются неравенства:

$$\Phi_{kj}^k > 0,001 \text{ и } Q_{kj} < 0,5$$

Для случая, указанного в примечании:

$$\Phi_{kj}^k > 0,01 \text{ и } Q_{kj} < 0,5$$

III категория – одновременно выполняются неравенства:

$$\Phi_{kj}^k > 0,001 \text{ и } Q_{kj} < 0,5$$

Для случая, указанного в примечании:

$$\Phi_{kj}^k > 0,01 \text{ и } Q_{kj} < 0,5$$

IV категория – одновременно выполняются неравенства:

$$\Phi_{kj}^k \leq 0,001 \text{ и } Q_{kj} < 0,5$$

Для случая, указанного в примечании:

$$\Phi_{kj}^k \leq 0,01 \text{ и } Q_{kj} < 0,5$$

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, 4.2.2-3 раздела 4.2 составлен перечень загрязняющих веществ от источников. От источников загрязнения атмосферы по варианту 1 всего выделяются загрязняющие вещества (1 - 4 класса опасности) 35 наименований, по варианту 2 выделяются загрязняющие вещества 55 наименований.

По варианту 1 суммарный коэффициент опасности составит ориентировочно 2.1 млн., по варианту 2 – 5.7 млн., что соответствует первой категории опасности предприятия, характеризующий воздействие на атмосферный воздух от проводимых видов работ как *сильное*.

Экологический контроль на источниках будет рассмотрен на следующих стадиях проектирования ОВОС.

4.2.6. Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ)

Неблагоприятные метеоусловия (НМУ) представляют собой краткосрочное особое сочетание метеорологических факторов, обуславливающее 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.

4.2.7. Оценка возможного воздействия выбросов на атмосферный воздух

Морские и наземные объекты месторождения Актоты, 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 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:

Вариант 1

- в период эксплуатации на море по интенсивности оказывает *умеренное воздействие*. Площадь воздействия ($C_m > 1$ ПДК) составляет менее 10 км², что соответствует *ограниченному масштабу воздействия*, продолжительность соответствует *продолжительному воздействию*;
- в период эксплуатации на суше по интенсивности оказывает *сильное воздействие*. Площадь зоны воздействия ($C_m > 1$ ПДК) составляет более 100 км², что соответствует *региональному масштабу воздействия*, продолжительность соответствует *продолжительному воздействию*.

Вариант 2

- в период эксплуатации на море по интенсивности оказывает *сильное воздействие*. Площадь воздействия ($C_m > 1$ ПДК) составляет менее 10 км², что соответствует *ограниченному масштабу воздействия*, продолжительность соответствует *продолжительному воздействию*;
- в период эксплуатации на суше по интенсивности оказывает *сильное воздействие*. Площадь зоны воздействия ($C_m > 1$ ПДК) составляет более 100 км², что соответствует *региональному масштабу воздействия*, продолжительность соответствует *продолжительному воздействию*.

Таблица 4.2.7-1 Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух

Тип воздействия	Пространственный масштаб (балл)	Временной масштаб (балл)	Интенсивность воздействия (балл)	Категория значимости воздействия (балл)
Вариант 1				
Воздействие на атмосферный воздух от морских объектов	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Умеренная (3)	Средней значимости (18)
Воздействие на атмосферный воздух от наземных объектов	Региональный (4)	Продолжительный (3)	Сильная (4)	Высокой значимости (48)
Вариант 2				
Воздействие на атмосферный воздух от морских объектов	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Сильная (4)	Средней значимости (24)
Воздействие на атмосферный воздух от наземных объектов	Региональный (4)	Продолжительный (3)	Сильная (4)	Высокой значимости (48)

Таким образом, возможное воздействие на качество атмосферного воздуха оценивается *средней и высокой значимости*.

4.3. Оценка возможного воздействия на водную среду

4.3.1. Водохозяйственная деятельность

В данном разделе рассматривается водопотребление и водоотведение как на морских, так и на наземных объектах при пробной эксплуатации месторождения Актоты. Описание вариантов освоения месторождения Актоты представлено в разделе 2.

4.3.1.1. Морские объекты

При реализации концепций 10.0 и 2.0 водохозяйственная деятельность на морских объектах будет одинаковой. Ниже приводится общее описание водохозяйственной деятельности на морских объектах для обеих концепций.

Водопотребление

При эксплуатации месторождения Актоты забор морской воды не предусмотрен. В связи с тем, что в период эксплуатации месторождения постоянное пребывание обслуживающего персонала на островах не предполагается, отсутствует потребность в питьевой воде.

Водоотведение

В процессе эксплуатации пребывание обслуживающего персонала на центрах бурения не предусматривается. Поэтому в период эксплуатации предполагается функционирование только производственно-ливневой канализации.

Производственно-ливневые сточные воды будут образовываться в результате поступления на поверхность рабочих площадок центров бурения дождевых осадков, морской воды от заплеска волн или талых вод. Эти воды могут быть загрязнены нефтепродуктами или химическими веществами. Объем и периодичность образования производственно-ливневых сточных вод будет зависеть от местных метеорологических и климатических условий. Производственно-ливневые сточные воды будут собираться открытой системой дренажа, а затем будут передаваться на береговые очистные сооружения с последующей утилизацией.

Пластовые воды. Пластовая вода, обработанная на береговых сооружениях, будет направляться в пруды-испарители.

В таблице 4.3.1-1 представлен баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации центров бурения.

Таблица 4.3.1-1 Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации центров бурения

№ п/п	Наименование	Водопотребление, тыс.м ³ /год			Водоотведение, тыс.м ³ /год			Безвозвратное потребление, тыс.м ³ /год
		Морская вода	Дождевые и штормовые воды	Всего	Сброс возвратных вод	Вывоз на базу поддержки	Всего	
1	Концепция 10.0 (DC-01)	-	5,955	5,955	-	5,955	5,955	-
2	Концепция 2.0 (DC-01 и DC-02)	-	11,91	11,91	-	11,91	11,91	-

4.3.1.2. Наземные объекты

При реализации концепций 10.0 и 2.0 водохозяйственная деятельность на наземной технологической установке (НТУ) будет практически одинаковой. Основное отличие концепций в объемах водопотребления и водоотведения.

Ниже представлено обобщенное описание водохозяйственной деятельности при реализации обеих концепций.

На данной стадии проектирования предполагается, что водопотребление и водоотведение новой наземной установки, будет аналогично существующей УКПНИГ «Болашак».

Водопотребление

Территория рассматриваемого района относится к бассейну Каспийского моря и характеризуется слабо развитой речной сетью и бедностью ресурсов поверхностных вод. В районе расположения объектов наземной технологической установки (НТУ) поверхностных водотоков, имеющих связь с Каспийским морем, нет. Ближайшие поверхностные водотоки реки Урал и Эмба расположены на расстоянии более 40 км от площадки НТУ.

Объекты НТУ будут располагаться в регионе с крайне ограниченными запасами пресных поверхностных вод. Подземные воды, характеризуются высокой минерализацией, и не могут быть использованы в качестве источника водоснабжения. Водохозяйственная деятельность будет полностью зависеть от импорта водных ресурсов, поэтому ее рациональность и эффективность будет влиять на экологические показатели деятельности предприятия.

В виду отсутствия собственных ресурсов пресных вод, водоснабжение предполагается осуществлять за счет волжской воды, забираемой в районе Астрахани и транспортируемой по водоводу «Астрахань-Мангышлак» эксплуатируемому КазТрансОйл (КТО), диаметром 1200 мм, с давлением 5,5 Мпа.

Общий водозабор находится на р. Кигач, которая является протокой дельты р. Волга и протекает вдоль западной границы Атырауской области. Водозабор расположен на левом берегу реки ниже на 2,5 км по течению от паромной переправы у с. Малый Арал.

На существующее положение трубопровод «Астрахань - Мангышлак», транспортирующий волжскую воду в состоянии обеспечить постоянный дебит и требуемое качество воды для производственных нужд НТУ в течение всего года.

Предполагается, что подача воды на объекты НТУ будет осуществляться посредством построенного водовода из полиэтиленовых труб с подключением к магистральному водоводу КТО. Контроль водопотребления объектов наземного комплекса будет осуществляться расходомерами.

На территории НТУ будут предусмотрены следующие системы водоснабжения:

- система технического водоснабжения;
- система производственного водоснабжения;
- система хозяйственно-питьевого водоснабжения;
- система деминерализованной воды;
- система противопожарного водоснабжения.

Система технического водоснабжения

Техническая (свежая) вода из водовода будет подаваться на установку предварительной обработки технической воды, где она будет подвергаться осветлению, фильтрации и обеззараживанию, после чего будет направляться на хранение в резервуар технической воды.

От резервуара хранения техническая вода будет подаваться одним потоком в резервуары запаса технической/пожарной воды, другим потоком – на комплектную установку подготовки питьевой воды.

Система производственного водоснабжения

Из резервуаров запаса технической/пожарной воды вода будет подаваться по двум направлениям: одним потоком – на установку подготовки деминерализованной и деионизированной воды, другим потоком – потребителям зданий и установок инженерного обеспечения Технологической зоны для использования на производственные нужды (гидроуборка в производственных зданиях, для систем пожаротушения, промывка емкостей, оборудования и трубопроводов и т.д.).

Деминерализованная вода будет использоваться на установках удаления кислых газов, очистки СУГ, подготовки сырой нефти, отпарки кислой воды, обработки каустика, очистки хвостовых газов и в системе дизельного топлива.

Деионизированная вода будет использоваться для подпитки системы пароснабжения (выработка пара в котельной), а также на установке очистки СУГ и удаления кислых газов.

Система хозяйственно-питьевого водоснабжения

Предварительно обработанная техническая вода из резервуара хранения будет подаваться на установку подготовки питьевой воды.

Качество очищенной воды на Установке подготовки питьевой воды и система хозяйственно-питьевого водопровода должна соответствовать требованиям Санитарных Правил «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждены приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 16 марта 2015 г. № 209.

Очищенная вода питьевого качества будет поступать в резервуары хранения питьевой воды откуда по трубопроводу будет подаваться через напорные фильтры (для дополнительной фильтрации) – потребителям на хозяйственно-питьевые нужды работающего персонала, включая аварийные душевые и фонтанчики для промывания глаз на производственных участках.

Система деминерализованной воды

От резервуара хранения пресной технической воды подготовленная вода будет подаваться на двухступенчатую фильтрацию воды от мехпримесей с дальнейшей подачей на установку обратного осмоса (УОО) для получения деминерализованной воды.

Фильтрат, образующийся на УОО, одним потоком будет направляться в резервуар хранения деминерализованной воды, другим потоком будет направляться на установку электродеионизации (УЭД) для дальнейшей более глубокой очистки. От УЭД очищенная вода, обладающая высоким качеством, будет поступать в резервуар хранения деионизированной (обессоленной) воды. Концентрат процесса деионизации будет возвращаться рециклом на УОО установки деминерализации.

Деионизированная вода имеет наиболее высокую степень очистки и будет использоваться, в основном, для компенсации потерь в системе пароснабжения (для питания котлов котельной по выработке пара).

Деминерализованная вода имеет менее высокую степень очистки и будет использоваться в большинстве технологических процессов.

Система противопожарного водоснабжения

Для обеспечения пожаротушения зданий и сооружений предусматривается система противопожарного водоснабжения, в которую входят: резервуары запаса пожарной воды, насосная станция, кольцевые сети противопожарного водопровода с пожарными гидрантами, системы «затопления», спринклерные системы.

Водоотведение

Реализация хозяйственной деятельности на НТУ будет сопровождаться образованием сточных вод. На территории НТУ предполагаются следующие отдельные системы водоотведения:

- система бытовой канализации;
- система производственно-ливневой канализации;
- производственные сточные воды с большим содержанием солей;
- система сброса сточных вод.

Система бытовой канализации предназначена для сбора, отведения и очистки хозяйственно-бытовых сточных вод, образующихся в процессе жизнедеятельности персонала, от объектов инфраструктуры, в которых установлены санитарно-

гигиенические приборы. Хозяйственно-бытовые сточные воды будут вывозиться на КОС по очистке хозяйственно-бытовых сточных вод.

Система производственно-ливневой канализации (открытая дренажная система) предназначена для сбора производственных и поверхностных сточных вод, потенциально загрязненных нефтепродуктами от технологических площадок (зон): ливневых вод, незапланированных проливов, после гидроуборки помещений, промывки оборудования и трубопроводов, при тушении пожара, смывов от аварийных душей и питьевых фонтанчиков, а также для сбора промывочных вод фильтров установок подготовки питьевой воды и подготовки деминерализованной воды, от установки очистки сточных вод, от установки обезвоживания осадков сточных вод.

Производственно-ливневые сточные воды предполагается очищать на установке очистки сточных вод (УОСВ).

Участки свободные от технологического оборудования, на которых маловероятны углеводородные протечки, обычно не имеют покрытия. Ливневые воды, на таких участках не загрязняются углеводородами. Предполагается сбор незагрязненных ливневых вод в открытых канавах, расположенных вдоль дорог, где вода будет испаряться естественным способом. В случаях избыточного выпадения осадков, ливневые воды из канав будут вывозиться в накопительные секции либо на сооружения третьей стороны.

Система сброса сточных вод

Сточные воды с большим содержанием солей, а также очищенные производственно-ливневые сточные воды по технологическим напорным линиям различных диаметров будут поступать в уравнительную ёмкость. После нейтрализации (доведения рН в пределах 6-9) сточные воды общим потоком будут сбрасываться в бетонный накопитель-отстойник, откуда самотёком по распределительным трубам будут поступать в пруды-испарители для накопления и испарения.

Предполагается, что с учетом конструкции прудов-испарителей, предотвращающих воздействие на подземные воды и почвы, указанные решения не ведут к превышению нормативов качества атмосферного воздуха и не несут риска здоровью населения.

Пруды-испарители (10 шт.) рассчитаны на прием очищенных производственных сточных вод от производственных объектов НТУ. Секции прямоугольной формы, размеры секций в плане (по дну) 695м x 695м (каждая).

Описание установок по очистке производственных сточных вод

Технология очистки производственных сточных вод будет определена на следующем этапе проектирования. На настоящем этапе определены наилучшие доступные технологии очистки, включающие очистку от взвешенных веществ и нефти на твердо-жидкостном гидроциклоне и жидкостно-жидкостном гидроциклоне дальнейшую очистку на газофлотационной установке.

Очистка кислой воды предполагает объединение нескольких потоков для окончательного удаления сероводорода. Объединяемые потоки будут очищаться по-разному в зависимости от доступных технологий и особенностей технологического процесса.

Подготовка нефти и кислой воды

Кислая вода, образующаяся во входном сепараторе при отделении нефти от паров мгновенного выделения и от пластовой воды, будет содержать взвешенные вещества (песок, оксиды железа и др.), нефтепродукты, а также сероводород.

Кислая вода на сначала будет очищаться от взвешенных веществ на твердо-жидкостном гидроциклоне (ТЖГЦ). После ТЖГЦ вода, отделенная от песка, будет направляться в жидкостно-жидкостные гидроциклоны (ЖЖГЦ), а образующийся нефтешлам будет передаваться на очистку.

После очистки в ЖЖГЦ кислая вода будет подаваться в газофлотационную установку (ГФУ). Извлеченная нефть из ЖЖГЦ будет направляться в резервуар хранения нефти, откуда закачиваться во входной трехфазный сепаратор. В резервуаре хранения,

работающем под давлением, будет предусмотрена газовая подушка. Отходящий газ будет направляться в систему очистки сернистого газа.

Общие потоки из двух технологических линий ГФУ будут разделены и направлены в четыре емкости новых фильтров «со скорлупой грецких орехов». Регулировка расхода будет происходить автоматически промежуточным расходомером с помощью клапана – регулятора расхода. Это обеспечит равную нагрузку для всех резервуаров. Во время цикла фильтрации технологическая вода с установки подготовки нефти и кислой воды будет проходить через фильтр «со скорлупой грецких орехов» сверху вниз, при этом свободная нефть и взвешенные вещества будут удаляться.

Для очистки фильтра в него специальным образом будет подаваться топливный газ для создания газлифтного насоса, с помощью которого фильтр будет промываться обратным потоком неочищенной кислой воды с установки подготовки нефти и кислой воды.

Очищенная вода из фильтров «со скорлупой грецких орехов» будет поступать в скруббер, а затем в резервуар серосодержащей воды или другой резервуар. После заполнения этого резервуара некондиционная вода периодически будет направляться на отпарную колонну вместе с кислой водой с установки *сбора и дегазации кислой воды*.

Сбор и дегазация кислой воды

Установка *сбора и дегазации кислой воды* обеспечит сбор кислой воды и отделение от воды унесенной нефти и кислого газа. Собранная вода будет проходить через дегазатор кислой воды. Отделившийся газ будет направляться в установку извлечения серы. Отсепарированная нефть будет передаваться в установку экспорта сырой нефти. Вода будет направляться в установку отпарки кислой воды. Необходимо отметить, что установка *сбора и дегазации кислой воды* не предназначена для подготовки воды из установки *подготовки нефти и кислой воды*. Данная вода будет отводиться из входного сепаратора нефти и подготавливаться отдельно.

Система отпарки кислой воды

К реализации планируется дополнительная схема, позволяющая разделить потоки, идущие на установку *отпарки кислой воды*, а именно, кислую воду от установки *сбора и дегазации кислой воды* и воду с установки *подготовки нефти и кислой воды*, чтобы избежать смешивания более загрязненной высокоминерализованной воды с установки *подготовки нефти и кислой воды* с более чистой кислой водой. Это позволит производить очистку только кислой воды в отпарной колонне кислой воды, а затем использовать ее повторно, а избыток сбрасывать в пруды-испарители.

Вода, прошедшая очистку на установке *подготовки нефти и кислой воды*, будет поступать на скруббер, затем накапливается в резервуаре. При эксплуатации, периодически – по мере заполнения накопительного резервуара, вода с установки *подготовки нефти и кислой воды* совместно с водой с установки *сбора и дегазации кислой воды* будет направляться в отпарную колонну, затем очищенная вода будет сбрасываться в пруды - испарители через уравнительную ёмкость. Установка *отпарки кислой воды* обеспечивает отпаривание H_2S из воды с установок *подготовки нефти и кислой воды* и *дегазации кислой воды*.

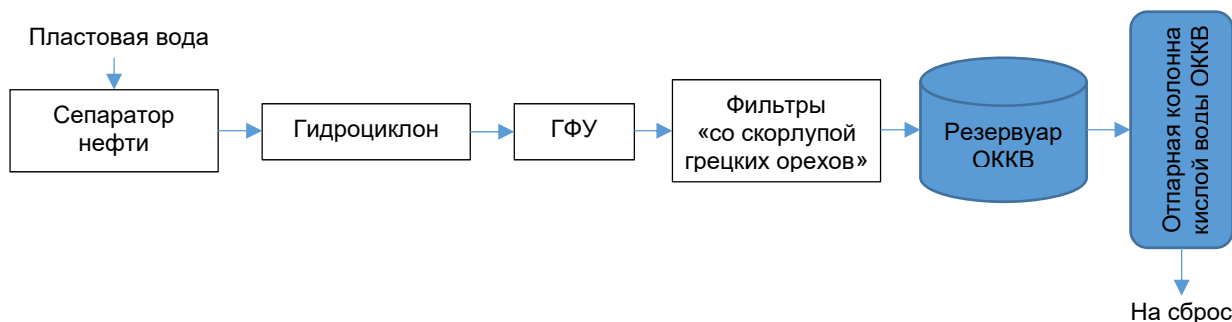


Рисунок 4.3.1-1 Принципиальная схема очистки кислой воды

Система очистки сточных вод. Блок очистки отработанного каустика (БООК)

Отработанный каустик с блоков демеркаптанализации будет загрязнен сернистыми соединениями, такими как сульфиды (HS-) и дисульфидные масла (RSSR). В блоке очистки отработанного каустика будет применяться процесс окисления влажным воздухом, в котором происходит окисление сернистых соединений до сульфатов (SO₄²⁻).

Окисление сернистых соединений в реакторе будет происходить при температуре 234 °С и под давлением 84 бар изб. в присутствии катализатора.

Очищенный отработанный каустик будет сбрасываться в уравнительную ёмкость для дальнейшей перекачки в пруды - испарители.

Блок очистки производственно-ливневых и хозяйственно-бытовых сточных вод

Хозяйственно-бытовые сточные воды, образующиеся на территории завода, по самотечной сети бытовой канализации будут поступать в приёмный резервуар, откуда вакуумными автоцистернами будут вывозиться на Установку очистки сточных вод для очистки и утилизации.

Производственно-ливневые сточные воды будут направляться в резервуар-усреднитель для приема стоков из производственно-ливневой канализации, а затем очищаться на блоке очистки производственно-ливневых вод (УПЛВ).

Шлам, отделенный во входном сепараторе и отстойнике, будет передаваться в блок очистки шлама для обезвоживания. Нефтепродукты, отделенные во входном сепараторе и установке воздушной флотации, будут храниться в сборнике отделенной нефти и периодически вывозятся.

Стоки после промывки оборудования во время техобслуживания и эксплуатации, в том числе производственно-ливневые сточные воды, после очистки на УПЛВ будут сбрасываться в уравнительную ёмкость для дальнейшей перекачки в пруды - испарители.

4.3.1.3. Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения

В таблице 4.3.1-2 представлен баланс водопотребления и водоотведения НТУ при пробной эксплуатации месторождения по двум концепциям.

Таблица 4.3.1-2 Баланс водопотребления и водоотведения НТУ при пробной эксплуатации месторождения Актоты

Производство, потоки сточных вод	Водопотребление, тыс.м ³ /год				Водоотведение, тыс.м ³ /год				Безвозвратные потери	
	Свежая вода из водовода Астрахань – Мангышлак		Оборотно/ повторно- используемая вода	Технологические потоки, дождевые воды	Всего	Производственные сточные воды		Хозяйственно-бытовые сточные воды на вывоз		Всего
	Техни- ческая вода	Питьевая вода				После очистки на повторное использование	На пруды- испарите- ли			
Концепция 10.0										
НТУ	148.302	4.262	-	83.670	236.234	-	205.012	2.131	207.143	29.091
Концепция 2.0										
НТУ	333.678	9.588	-	422.922	766.188	-	695.940	4.794	700.734	65.454

4.3.1.4. Обоснование предельных сбросов ЗВ на пруды-испарители

В таблице 4.3.1-3 представлены, предлагаемые к установлению нормативы допустимого сброса (НДС) очищенных производственных сточных вод, поступающих в пруды - испарители.

Таблица 4.3.1-3 Предлагаемые нормативы сбросов загрязняющих веществ, поступающих в пруды-испарители с производственными сточными водами при пробной эксплуатации месторождения Актоты. Концепции 2.0 и 10.0*

№ п/п	Наименование загрязняющих веществ	Предлагаемые концентрации, Сдс, мг/л**	2036 – 2038 гг. (Концепция 2.0)				2051 – 2053 гг. (Концепция 10.0)			
			Объёмы отводимых сточных вод		Допустимый сброс (ДС)		Объёмы отводимых сточных вод		Допустимый сброс (ДС)	
			м³/час	тыс. м³/год	г/час	т/год	м³/час	тыс. м³/год	г/час	т/год
1	Взвешенные вещества	41.4	79.445	695.94	3289.023	28.8119	23.403	205.012	968.884	8.4875
2	Сухой остаток	13151			1044781.195	9152.3069			307772.853	2696.1128
3	Железо общее	2.2			174.779	1.5311			51.487	0.451
4	Нефтепродукты	3			238.335	2.0878			70.209	0.615
5	Сероводород	1.5			119.168	1.0439			35.105	0.3075
6	Метанол	3			238.335	2.0878			70.209	0.615
	Итого:				9187.8694				2706.5888	

Примечание:

*НДС будут уточнены на следующих этапах проектирования

**Принято согласно «Проект обустройства объектов ОПР месторождения Кашаган. Наземный комплекс. Установка очистки вод технологического процесса. Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС)», 2019 г.

Уточненные нормативы сбросов, а также предложения по контролю соблюдения нормативов допустимых сбросов, могут быть представлены отдельно на последующих стадиях ОВОС и проектах НДС загрязняющих веществ.

4.3.1.5. Оценка степени соответствия применяемых методов очистки сточных вод передовому научно-техническому уровню в стране и за рубежом

На предприятии предлагается принять следующую схему обращения с образовавшимися сточными водами:

- разделение потоков сточных вод, образующихся при различных технологических операциях, для возможности проведения локальной очистки оптимальным способом, максимального возврата в процесс веществ и (или) очищенной воды;
- очистка производственных сточных вод с использованием следующих сооружений: сепаратора нефти, гидроциклона, газофлотационной установки, фильтров «со скорлупой грецких орехов», отпарной колонны кислой воды;
- реализация программы производственного экологического контроля, включающего наблюдения за качеством отводимых вод, эффективностью работы очистных сооружений, а также учет объемов отводимых вод с помощью расходомеров.

Анализ и оценка предлагаемой схемы сбора и очистки сточных вод показал, что применяемые на предприятии методы обращения со сточными водами соответствуют передовому научно-техническому уровню согласно:

- *ИТС НДТ 8-2015 "Очистка сточных вод при производстве продукции (товаров), выполнении работ и оказании услуг на крупных предприятиях";*
- *BREF. Energy Efficiency – 2009, Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas – 2015.*

4.3.1.6. Мероприятия, предотвращающие воздействие сточных вод на окружающую среду

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 предусмотрены следующие мероприятия для защиты от загрязнения поверхностных и подземных вод:

- для сбора образующихся сточных вод на территории НТУ предусмотрены системы канализации;
- сточные воды собираются в специально предназначенные для этой цели резервуары с последующей откачкой насосами на очистные установки;
- прошедшие очистку часть очищенных сточных вод поступают в систему оборотного водоснабжения для повторного использования, а часть очищенных сточных вод, не вовлекаемых в производственный процесс, поступают в пруды - испарители, стенки и днища которых имеют надежную гидроизоляцию, состоящую из нескольких слоев: полипропиленовой пленки, утрамбованной глины, и железобетонных плит;
- резервуары питьевой и технической воды, сточных вод предусмотрены вертикальные, стальные. Отмостка вокруг резервуаров – бетонная. Для обслуживания резервуаров предусмотрены шахтные лестницы;
- все резервуары оснащены сливными и переливными трубопроводами;
- предусмотрены герметизированные системы хранения и использования химических реагентов водоподготовки и очистки сточных вод.

На объектах Компании осуществляется производственный экологический контроль, в рамках которого:

- ведется контроль (учет) водопотребления и водоотведения;
- осуществляется лабораторный контроль воды после установок водоподготовки;
- осуществляется лабораторный контроль состава сбрасываемых сточных вод;
- организовано ежеквартальное наблюдение за качеством грунтовых вод в районе размещения приемников сточных вод.

4.3.2. Оценка возможного воздействия на воду моря

Месторождение Актоты находится в заповедной зоне Северного Каспия (рис. 1.4.2). Но при этом не попадает в зону ограничений режима осуществления деятельности, установленных ст. 269 Экологического кодекса РК и которые были описаны в разделе 1.4.4. В границы зоны ограничений режима частично попадают трубопроводы, соединяющие добывающий остров с НТУ и объектами третьей стороны.

Строительная деятельность, предшествующая пробной эксплуатации, к тому времени будет завершена. Действующие объекты не попадают под ограничения деятельности, установленные п.2 ст.269. Требования статьи максимально ограничить строительство буровых оснований, испытание скважин и судоходство при проектировании разведки и добычи на море проектом пробной эксплуатации выполняется, поскольку в этот период строительство новых оснований не планируется, будут эксплуатироваться 5 скважин, пробуренные на одном острове. Использование судов для поддержки морских операций не планируется. Сообщение с островом будет осуществляться по насыпной дороге с помощью автотранспорта.

При осуществлении пробной эксплуатации месторождения Актоты 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. Так, не будут нарушаться места гнездования водоплавающих и околоводных птиц, а также преграждение доступа к нерестилищам осетровых рыб; не будет производиться забор и сброс морской воды, а также сброс отходов в море. Все дальнейшие строительные работы, а также прокладка трубопроводов и автодороги будут производиться на основании проектов, согласованных в установленном порядке с уполномоченными органами и получившими соответствующее экологическое разрешение. Бурение новых скважин, а также закачка в недра попутного газа на месторождении ППЭ не предусматривается.

Производственные операции на морских объектах, выполняемые на стадии пробной эксплуатации, не будут являться источниками воздействия на морскую воду. Как уже говорилось выше, морской остров будет эксплуатироваться без персонала; никаких сбросов сточных вод и отходов в море производиться не будет. Даже ливневые стоки с добывающего острова будут собираться дренажной системой и вывозиться на специализированные объекты по очистке и утилизации сточных вод. Поверхность острова будет гидроизолирована, что предотвратит поступление загрязняющих веществ с поверхности острова в море при случайных проливах нефти и нефтепродуктов.

Конструкция трубопроводов, а также способ их прокладки, позволят избежать попадания загрязняющих веществ в воды моря и донные отложения.

К образованию небольших участков с повышенной мутностью могут привести ремонтные и профилактические работы в районе насыпной дороги или трубопроводов. Однако это воздействие будет *локальным* по протяженности, *кратковременным* по времени и *незначительным* по интенсивности.

Еще одним фактором воздействия на морскую среду при эксплуатации месторождения могут быть химическое загрязнение воды при осаждении атмосферных выпадений (выбросы двигателей, технологического оборудования, а также факелов) на морскую поверхность.

Выпадение ЗВ из атмосферы

Эвтрофикация. Северная часть Каспийского моря чувствительна к эвтрофикации вследствие обогащения биогенами посредством стоков рек Волга и Урал. Добавление биогенных веществ в уже обогащенную систему, такую как эта, может стимулировать разрастание водорослей, снизить прозрачность вод, повлиять на процесс насыщения кислородом. Учитывая, что сточные воды с морских объектов не будут сбрасываться в Каспий, основным источником поступления некоторого количества азота будут выпадения из атмосферы. Выбросы загрязняющих веществ, связанные с эксплуатацией объектов на море включают и выбросы азота диоксидов (NO_x). Некоторое количество азота будет оседать в пределах водораздела Каспийского моря. При попадании в водную систему, NO_x трансформируется и будет поглощаться первичными продуцентами. Следовательно, выпадение NO_x может способствовать обогащению вод Северного Каспия биогенами и последующей эвтрофикации (ERM, 2008).

Подкисление вод. Подробная оценка воздействия от аналогичных объектов месторождения Кашаган на закисление вод Каспийского моря дана в ПредОВОС на Проект разработки месторождения Кашаган по состоянию на 01.04.2020г.

По данным Информационного бюллетеня о состоянии окружающей среды Республики Казахстан за 2021 средние значения величины рН осадков на территории Казахстана в 2021г. изменялись от 4,73 (МС Бурабай) до 7,87 (МС Балхаш). Кислотность выпавших осадков на территории Атырауской области имеет характер слабощелочной среды, находится в пределах от 6,11 (Ганюшкино) до 7,32 (МС Пешной) Осадки считаются кислотными при уровне рН около 5,2 и ниже. Нормальный рН дождя – около 5,6.

Величина водородного показателя морской воды по данным гидропостов, расположенных в Атырауской области в 2021г. варьировала от 5,9 до 8,3. Вклад кислотных выпадений из выбросов месторождения Актоты не приведет к подкислению моря ввиду его незначительности по сравнению с выбросами уже существующих предприятий в данном регионе. В силу этого воздействие данного фактора оценивается как *незначительное*.

Оценка возможного воздействия на воды моря в принятых параметрах воздействия приведена в сводной таблице 4.3.3-1.

4.3.3. Оценка возможного воздействия поверхностные воды суши

Потенциальными факторами воздействия на поверхностные воды суши являются потребление пресных вод, выпадения ЗВ из атмосферы, загрязненные производственные и хозяйственно-бытовые сточные воды, источниками воздействия – площадки новых наземных объектов, системы сбора, транспортировки нефтепродуктов и утилизации сточных вод.

Основное воздействие на поверхностные водные ресурсы будет оказывать потребление на производственно-бытовые нужды пресных вод реки Волга. Принятые технические решения за счет оборотного водоснабжения предусматривают использование после очистки до 70% необходимых водных ресурсов. В принятой системе оценок воздействие водопотребления оценивается как *локальное, продолжительное, незначительное*.

Поверхностные воды суши наземных объектов представлены временными водотоками и водами соровых понижений. Источниками воды в них являются атмосферные осадки, реже – подземные воды верхнего водоносного горизонта в местах разгрузки, а также нагоны в прибрежной части территории.

Соровые воды сильно минерализованы, не пригодны для хозяйственного и технического использования, обладают значительной коррозионной активностью.

Значимые неблагоприятные воздействия на поверхностные воды района возможно только при возникновении аварийных ситуаций. При штатном режиме все очищенные сточные воды с большим содержанием солей и производственно-ливневые воды

направляются в пруды-испарители для накопления и испарения, производственные отходы утилизируются по схемам, исключаям загрязнение окружающей среды.

Неизбежное выпадения ЗВ из атмосферы к значимым изменениям химического состава поверхностных вод привести не могут, их воздействие оценивается как *незначительное*.

В период эксплуатации проектные природоохранные мероприятия будут весьма эффективно сдерживать попадание всех потоков производственно-ливневых и хозяйственно-бытовых сточных вод в соровые понижения. Вероятность загрязнения поверхностных вод соров весьма низкая и практически будет отсутствовать. Воздействия от источников, связанных с формированием, транспортировкой и хранением сточных вод на поверхностные воды не ожидается.

Оценка воздействия на поверхностные воды в принятых параметрах воздействия по всем вариантам разработки будет одинаковой и приведена в сводной таблице 4.3.3-1.

Таблица 4.3.3-1 Матрица оценки воздействия на поверхностные воды

Источник воздействия (объект воздействия)	Категория воздействия			Интегральная оценка	Значимость
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		
Воды моря					
Профилактические или ремонтные работы вблизи насыпной дороги или трубопровода	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	1	Низкая
Выпадение ЗВ из атмосферы	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	6	Низкая
Поверхностные воды суши					
Потребление пресных вод р. Волга	Локальный (1)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	3	Низкая

4.3.4. Оценка воздействия на подземные воды

Потенциальными факторами воздействия на подземные воды суши является проникновение в водоносные горизонты загрязняющих веществ, образующихся на наземных объектах во время пробной эксплуатации месторождения, в основном – загрязненные производственные сточные воды, источниками воздействия – площадки наземных объектов, трубопроводы, системы сбора и хранения сточных вод.

Воздействие указанных факторов на грунтовые воды может быть оказано только при несоблюдении правил организации технологических процессов, а также при нарушении системы сбора и утилизации сточных вод.

Территория влияния наземных объектов и трубопроводов сложена морскими верхнечетвертичными отложениями хвалынской свиты, подстилающие современные морские новокаспийские образования.

Новокаспийские отложения представлены супесями, песками с включением глинистых прослоев и ракуши. Водообильность отложений низкая, уровень залегания грунтовых вод 0,5-2,0 м в зависимости от рельефа. Воды сильно минерализованы, хлоридные, хлоридно-сульфатные.

Водоносный горизонт верхнечетвертичных-хвалынских отложений сложен мелкозернистыми песками с прослоями глин и суглинков, водообильность низкая, воды сильносоленые хлоридного, хлоридно-сульфатного состава.

Морские четвертичные отложения различного возраста не разделены выдержанными по простиранию водоупорами и являют собой, по сути, единый водоносный горизонт.

Питание грунтовых вод происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков и за счет регионального подтока подземных вод с севера.

Подземные воды четвертичных отложений прибрежной морской равнины характеризуются большой минерализацией, а потому не представляют интереса для их использования в каких-либо целях. Хозяйственное использование вод ввиду очень высокой минерализации невозможно без специальной водоподготовки.

Подземный водоносный горизонт является совершенно незащищенным – все загрязнения, которые будут попадать в грунтовую среду, будут беспрепятственно проходить с атмосферными осадками до уровня подземных вод.

В связи с этим, проектные технические решения направлены на минимизацию возможностей миграции каких-либо загрязнений из систем их сбора, транспортировки и захоронения в почвы, поверхностные и подземные воды.

В естественных условиях поток подземных вод, формирующийся на территории наземных объектов, направлен в сторону Каспия. В силу незначительного уклона поверхности подземных вод в сторону моря миграция загрязнений 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, расположенных на НТУ.

В период эксплуатации предусматривается герметичность всего оборудования и трубопроводов, использование современных гидроизоляционных материалов, что практически предотвращает миграцию загрязняющих веществ в почву и грунтовые воды.

При условии соблюдения проектных решений, принятия мер по предотвращению разгерметизации трубопроводов и оборудования, а также своевременного обнаружения и ликвидации утечек, оценка воздействия пробной эксплуатации месторождения по двум рассмотренным вариантам на подземные воды выглядит следующим образом: площадной масштаб воздействия – ограниченный (2 балла); временной масштаб – *продолжительный* (3 балла); интенсивность воздействия – *незначительная* (1 балл); значимость воздействия – *низкая* (6 баллов).

4.4. Оценка возможного воздействия на геологическую среду

Целенаправленное воздействие на геологическую среду является основной целью и задачей эксплуатации месторождений углеводородного сырья, и минимизация его негативных последствий должна являться одним из важных аспектов проектной документации.

4.4.1. Геологическая среда

На стадии пробной эксплуатации месторождения на первый план выходят воздействия, связанные с отбором пластовых флюидов и обратной закачкой в недра газа, а также воздействия системы промысловых трубопроводов на специфический элемент геологической среды – донные отложения.

Основные факторы воздействия на геологическую среду и донные отложения на стадии пробной эксплуатации будут существенно отличаться.

4.4.1.1. Факторы и источники воздействия

Основным фактором воздействия на геологическую среду на стадии пробной эксплуатации будет длительный отбор из недр пластовых флюидов в значительных объемах.

Определенные воздействия на геологическую среду будет оказывать также закачка в недра газа и пластовой воды.

Кроме того, одним из факторов воздействия будет физическое присутствие в недрах оборудования и материалов цементирования скважин.

Отбор пластового флюида

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.

Как правило, формирования мульды прогибания является результатом сочетания нескольких условий: длительный отбор значительных объемов газовой-жидких флюидов, значительной площади разрабатываемого месторождения (порядка 100 км² и более), значительная мощность 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 могут возникать 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.

Извлечение пластовых флюидов также может являться фактором воздействия на подземные воды. Это может привести к созданию гидродинамических условий, способствующих проникновению в верхние горизонты водонефтегазовых флюидов по трещинам, литологическим фильтрационным окнам, некачественным цементным мостам в эксплуатационных скважинах.

Обратная закачка газа и пластовой воды

Проектом предусмотрена закачка добываемого на Актоты газа в продуктивные горизонты месторождения Кашаган. Закачка газа, прошедшего соответствующую подготовку (дегидратацию, компримирование), будет осуществляться через нагнетательные скважины, в результате чего будет поддерживаться пластовое давление, увеличиваться отдача пласта и, соответственно, добыча нефти.

При закачке газа под высоким давлением уменьшается плотность пластового флюида, увеличивается его объем за счет растворения закачиваемого газа, резко снижается поверхностное натяжение на контакте газ - нефть, увеличивается относительная проницаемость для нефти.

В целом, операции по обратной закачке направлены на поддержание пластового давления и заполнение порового пространства и могут рассматриваться как стабилизирующие, не несущие неблагоприятного воздействия.

4.4.1.2. Оценка воздействия на геологическую среду

Исходя из опыта аналогичных работ, все потенциально отрицательные воздействия на геологическую среду при пробной эксплуатации месторождения Актоты минимизированы принимаемыми техническими решениями и мероприятиями, направленными на предотвращение аварийных ситуаций.

Территориально пробная эксплуатация месторождения Актоты расположена вдали от других центров добычи, что исключает аддитивный или мультипликативный эффект неизбежных воздействий.

Отбор значительных объемов пластовых флюидов в длительной перспективе может привести к возникновению геодинамических процессов, которые могут проявляться как в форме осаднения 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 Актоты располагается на глубинах более 4000 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 – *продолжительный (3 балла)*, интенсивность воздействия – *незначительная (1 балл)*. Общая интегральная оценка – *3 балла*. Значимость воздействия – *низкая*.

Оценка воздействия на геологическую среду в принятых параметрах воздействия приведена в сводной таблице 4.4-1.

4.4.2. Донные отложения

4.4.2.1. Факторы и источники воздействие на донные отложения

В целом, при реализации проекта пробной эксплуатации месторождения Актоты, по характеру воздействий на донные отложения можно выделить два основных вида воздействий – воздействия физического присутствия объектов морской инфраструктуры добычи (искусственные острова) и воздействия системы трубопроводов.

Воздействие на донные отложения присутствия искусственных сооружений (островов) 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.

Реальное механическое воздействие на донные отложения на фазе эксплуатации будет оказываться только при 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.

Гранулометрический и физико-химический состав и механические свойства донных отложений, как правило, не меняются, находясь в пределах естественных флуктуаций.

4.4.2.2. Оценка воздействия на донные отложения

Суммарное воздействие на донные отложения (с учетом геотермального эффекта) эксплуатации трубопроводов, будет выражено следующим образом – масштаб воздействия – *локальный (1 балл)*; временной масштаб – *продолжительный (3 балла)*; интенсивность воздействия – *незначительная (1 балл)*. Значимость воздействия – *низкая (3 балла)*.

Исходя из опыта влияния искусственных островов на этапе ОПР, их воздействие на донные отложения будет выражаться физическим присутствием и сводиться к следующему: масштаб воздействия – *локальный (1 балл)*; продолжительность воздействия – *продолжительный (3 балла)*; интенсивность воздействия – *незначительная (1 балл)*. Интегральное воздействие – *низкое (3 балла)*.

Сводная таблица воздействия на геологическую среду и донные отложения приведена в табл. 4.4-1.

Таблица 4.4-1 Матрица оценки воздействия на геологическую среду и донные отложения

Источник воздействия (объект воздействия)	Категория воздействия			Интегральная оценка	Значимость
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		
Геологическая среда					
Отбор пластовых флюидов	Локальный (1)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	3	Низкая
Донные отложения					
Эксплуатация трубопроводов	Локальный (1)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	3	Низкая
Физическое присутствие искусственных сооружений	Локальный (1)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	3	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

Следующие основные физические факторы могут оказать воздействие на природную среду в период пробной эксплуатации месторождения на острове Актоты и наземной технологической установки (НТУ):

Это, прежде всего:

- шум;
- вибрация;
- освещение;
- электромагнитные излучения.

Источниками физического воздействия в период пробной эксплуатации месторождения Актоты будут являться: резервный дизельный генератор, насосы, факельная установка высокого давления, технологические установки, трансформаторная подстанция.

Источниками основного воздействия физических факторов при эксплуатации НТУ будет следующее оборудование:

- технологическое и вспомогательное оборудование (дизельные генераторы, насосы, компрессора, факельные установки, газовые турбины, котельные установки и т.д.);
- 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

Добывающий остров 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 производственного оборудования, взяты по аналогам и представлены в таблице 4.5-3.

Таблица 4.5-3 Ожидаемые уровни шума от производственного оборудования на объектах острова и НТУ

Техника/оборудование	
Дизель-генератор	104
Насосы	82
Котельная установка	92
Компрессор	86
Работа газотурбинных генераторов***:	
внутри помещения	116***
снаружи помещения	81**
Работа трансформаторных подстанций:	
внутри помещения	81
снаружи помещения	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. Постоянный звуковой фон в море складывается в основном за счет действия ветра и волн и включает в себя инфразвуковые частоты (табл. 4.5-4).

Таблица 4.5-4 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.

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.

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 добывающем острове и НТУ, будет работа газовых турбин, компрессорного оборудования, насосов, автотранспорта 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 устанавливаются 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 скорректированный 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.

Освещение

На рабочих площадках острова и НТУ 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.

Электромагнитное излучение

Источниками электромагнитных полей в период пробной эксплуатации месторождения на острове Актоты и наземной технологической установки (НТУ) будут антенны спутниковой связи, СВЧ-связи прямой видимости, антенны мобильной радиосистемы (УВЧ), антенны ненаправленного радиомаяка, антенны связи, установленные на различных участках.

Средства, эксплуатационной и административной связи, будут включать 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 добывающего острова и НТУ 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 гигиенических нормативов «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» № 155 утвержденных приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года. 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 воздействия физических факторов

Согласно методике оценки воздействия, на окружающую среду в штатной ситуации, приведенной в разделе 4.1, для оценки значимости воздействия физических факторов на окружающую среду при проведении работ на добывающем острове приняты три параметра: интенсивность воздействия, временной и пространственный масштаб.

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 насыпного острова, поэтому воздействие шума, вибрации, электромагнитного излучения и производственного освещения на население оказано не будет.

В период пробной эксплуатации месторождения Актоты будут отмечаться следующие воздействия на объектах острова и НТУ 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.

Производственные шумы, возникающие при реализации намечаемой хозяйственной деятельности на добывающем острове, будут распространяться в воздухе вокруг источников шума и могут оказывать негативные воздействия на птиц и тюленей вокруг острова. Шум может вызвать изменения в их поведении и привести к перемещению на другие участки акватории северо-восточной части Каспийского моря.

Допустимые уровни шума на территории жилой застройки устанавливаются «Гигиеническими нормативами к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» (приказ Министра здравоохранения РК от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15).

Проектом предусматривается использование специальных барьеров от шума (кожухи, стены) на острове и НТУ.

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 эксплуатации добывающего острова и НТУ 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 добывающего острова и НТУ 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 острова и НТУ 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 при пробной эксплуатации объектов 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 рабочие площадки острова и НТУ удалены от жилых зон на расстояние более 4 км, а также 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 незначительно 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, красноногого нырка, большого баклана, кудрявого пеликана, лебедя-шипуну – 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 острова 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 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

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 НТУ будет ограничено территорией рабочих площадок и не окажет негативного влияния на население, животный мир и окружающую среду.

Предполагается, что для планируемой НТУ 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.

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 острова 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.

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 планируемой НТУ.

Выводы

Согласно методике оценки воздействия, на окружающую среду в штатной ситуации, приведенной в разделе 4.1, для оценки значимости воздействия физических факторов на окружающую среду при приняты три параметра: интенсивность воздействия, временной и пространственный масштаб.

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.

Как было отмечено выше, физические факторы, присущие деятельности на добывающем острове и НТУ (свет, шум, вибрации и т. д.) не окажут воздействия на население. В таблице 4.5-5 сведены результаты проведенной оценки возможных воздействий физических факторов.

Таблица 4.5-5 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)	Продолжительный (3)	Слабая (2)	6	Низкая
Вибрации	Локальный (1)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	3	Низкая
Освещение	Локальный (1)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	3	Низкая
Тепловое воздействие	Локальный (1)	Продолжительный (3)	Слабая (2)	6	Низкая
Электромагнитное излучение	Локальный (1)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	3	Низкая

4.6. Оценка возможного воздействия на биологическую среду моря

4.6.1. Оценка воздействия на водную растительность

Как было показано в разделе 3.1.5, морская растительность в районе добывающего острова значительно разрежена и на многих участках отсутствует совсем. Высшая водная растительность встречается фрагментарно на прибрежных участках, затапливаемых во время сгонно-нагонных процессов.

Поскольку ввиду обмеления моря в районе месторождения Актоты морские суда использоваться не будут, то никакого воздействия на морскую растительность они не окажут.

Строительные работы к началу пробной эксплуатации будут окончены, насыпная дорога для доступа к острову и трубопроводы проложены. Следовательно, никаких механических воздействий на морскую растительность в процессе пробной эксплуатации не ожидается. Наоборот, будет происходить восстановление растительности на участках, на которых она была нарушена в процессе строительства.

Частичное повреждение растительности возможно при проведении профилактических и ремонтных работ в пределах узких «коридоров», прилегающих к насыпной дороге и трассам трубопроводов (в случае необходимости). Этот вид воздействия будет иметь линейно-площадной характер. Остаточное воздействие этого фактора на растения оценивается как незначительное, так как растительные сообщества адаптированы к механическим повреждениям стеблей в результате штормов. Поврежденная растительность будет восстановлена в следующем вегетационном сезоне.

Проектом при производстве работ предусмотрен вариант «нулевого сброса» – все производственные стоки, а также твердые отходы вывозятся и утилизируются на береговых сооружениях. В связи с этим воздействия химического загрязнения на растительность не будет.

При условии соблюдения проектных решений, принятия мер по предотвращению разгерметизации трубопроводов и размывания насыпной дороги, а также своевременного обнаружения и ликвидации утечек, оценка воздействия пробной эксплуатации месторождения по двум рассмотренным вариантам на водную растительность может быть оценена следующим образом: площадной масштаб воздействия – локальный (1 балл); временной масштаб – *продолжительный* (3 балла); интенсивность воздействия – *незначительная* (1 балл); значимость воздействия – *низкая* (3 балла).

4.6.2. Оценка воздействия на планктонные организмы

Как было показано в разделе 4.3.2 при пробной эксплуатации на морскую среду могут оказать воздействия ремонтные или профилактические работы и выпадение загрязняющих веществ на поверхность моря из числа выбрасываемых в атмосферу. При этом вклад выпадений кислотообразующих веществ из атмосферы на поверхность моря не окажет значимого воздействия на кислотность вод моря, а, следовательно, не повлияет на качество жизни планктонных организмов.

Негативное воздействие на состояние планктона будет оказывать локальное уменьшение прозрачности воды в результате взмучивания донных осадков при проведении ремонтных работ на насыпной дороге или в районе трубопроводов.

Патин С.А., подводя итоги исследованиям многих авторов, изучающих влияние повышенных концентраций взвеси на фитопланктон и макрофиты, показал, что главной причиной стрессового воздействия на них является ухудшение световых условий для фотосинтеза в зонах замутнения воды. Из приведенных в работе (Патин, 2001) результатов экспериментальных и полевых работ следует вывод о достаточно высокой устойчивости бурых водорослей и, возможно, других макрофитов, которые обитают в прибрежье в условиях постоянно повышенной мутности воды. Фитопланктон, напротив, быстро реагирует снижением фотосинтеза и первичной продукции при достаточно низких уровнях взвеси в воде (20-30 мг/л). Надо учесть, однако, что эти реакции легко обратимы и одноклеточные водоросли с их высокой скоростью деления (до двух и более раз в сутки) способны также быстро восстанавливать свою биомассу и численность при ослаблении неблагоприятных воздействий.

Массовые виды зоопланктонных фильтраторов-фито-фагов (например, копеподы, мизиды), для которых взвесь является главным источником пищи, вероятнее всего

уязвимы к резким повышениям фона минеральной взвеси в воде. Это может быть, как за счет поражения фильтрующих органов планктеров, так и в результате простого разбавления пищи (в данном случае фитопланктона) инертным неорганическим материалом. В любом случае это ведет к ухудшению питания организмов, замедлению их роста, развития и размножения. Подобные эффекты могут возникать, как и в случае с фитопланктоном, начиная с 20-30 мг/л содержания природной взвеси в воде при хроническом воздействии.

Мутность воды вызывает прямую гибель рачков-фильтраторов, засоряя их фильтрационный аппарат. В опытах на дафниях *Daphnia magna* достоверное влияние мелкой фракции глинистой взвеси отмечалось при концентрации 80 мг/л. Для более крупных фракций кварцевых частиц подобная картина наблюдается при 320 мг/л. Опасные концентрации для данного вида составили: для каолинита 392 мг/л, для монтмориллонита – 102 мг/л, древесного угля – 82 мг/л. При мутности 300 мг/л у дафний через 6 суток происходит полная гибель, при 150 мг/л замедляется рост, при концентрации 75 мг/л – не отличаются от контроля по темпу роста более чем на 4,5% (Русанов, Зюсько, Ольшванг, 1990).

Подавляющее большинство организмов зоопланктона в процессе питания отфильтровывает из воды взвешенные в ней живые организмы (планктонные водоросли, бактерии) и детрит (мертвые органические частицы). На участках работ или в непосредственной близости от них, в зоне наибольшей концентрации взвеси и преобладания крупных частиц (2,0-0,1 мм) основное воздействие – механическое, приводящее к повреждению организмов, их гибели и оседанию в придонный слой. По мере удаления от источника замутнения в зоне повышенной мутности преобладают частицы диаметром менее 0,1 мм, в этой зоне, даже при небольших концентрациях взвеси, организмы-фильтраторы погибают от поглощения минеральных частиц (теряется плавучесть) и от асфиксии (травмируется и забивается жаберный аппарат).

На основе имеющихся в литературе сведений (Патин, 2000, 2001) принято считать, что при повышении мутности относительно фоновой на 10-50 мг/л гибель планктонных организмов составит 25%; на 50-100 мг/л – 50%; более чем на 100 мг/л – 100%. Российский Сельхознадзор (письмо № ФС-ГК-5/4496 от 16.05.2007) рекомендовал принимать 50% гибели зоопланктона для концентраций взвеси порядка 20–100 мг/дм³, а при концентрациях 100 мг/дм³ и выше – 100% гибели. Но при этом не учитывается время воздействия повышенных концентраций.

Для Каспийского моря характерны периоды повышенной мутности, например, во время штормов. Средние значения содержания взвешенных веществ существенно меняются в зависимости от глубины моря и периода проведения замеров. Таким образом, планктонные организмы, обитающие в Каспии, адаптированы к повышенным уровням концентрации взвешенных веществ.

Исследования А.А. Шавыкина с сотрудниками (Шавыкин А.А., Соколова С.А., Ващенко П.С., 2011, ч 1,2) показывают, что при установлении указанных критериев необходимо принимать во внимание время экспозиции повышенных концентраций взвешенных веществ. По экспериментам ФГБНУ «ВНИРО», проведенным в ходе выполнения работы по теме: «Разработать ПДК для взвеси в морской воде» установлено, что влияние минеральной взвеси на зоопланктон начинает сказываться через 2 суток при концентрации взвеси в 500-1000 мг/ дм³, через 3 суток при 100 мг/дм³ и только через 5 суток при 50 мг/дм³. При расчете ущерба рыбным ресурсам рекомендуется использовать следующие летальные (LC50) и эффективные (EC50) концентрации для зоопланктона и фитопланктона соответственно, при которых гибнет 50% организмов зоопланктона и численность клеток фитопланктона изменяется на 50%:

- EC50 = 1000 мг/дм³ при времени экспозиции 4 суток и более;
- LC50 = 1000 мг/дм³ при времени экспозиции 21 суток.

Ремонтные работы вблизи насыпной дороги или трубопроводов, могут приводить к росту взмученности в толще моря. Масштабы этих воздействий зависят от конкретных

проектов этих сооружений, графика проведения ремонтных и профилактических работ, которые будут разработаны на следующих этапах проектирования. Предварительно можно оценить пространственный масштаб воздействия, при котором может отмечаться существенный ущерб планктонным организмам будет составлять до 10 км², что в соответствии с критериями, приведенными в разделе 4.1, характеризует воздействие ремонтных работ как *ограниченное (2 балла)*. Во временном масштабе воздействие может быть оценено как *кратковременное (1)*, интенсивность воздействия – *слабая (2)*. Общая интегральная оценка – *4 балла*. Суммарная значимость воздействия – *низкая*.

В результате взмучивания в зоне максимальных концентраций взвешенных веществ происходит 50% гибель планктонных организмов.

Воздействие на планктон в результате проведения работ сводится, в основном, к следующему:

1. В результате увеличения мутности воды будет снижаться интенсивность процесса фотосинтеза, что может сказаться на продукционных процессах. Однако, для Каспийского моря характерны периоды повышенной мутности. Ее изменения в процессе проведения работ, если и будут выходить за рамки естественных величин, то продолжительность такого воздействия будет незначительная.
2. Увеличение мутности приведет к гибели определенной части зоопланктона в результате забивания фильтрационного аппарата.
3. 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. То есть эффект изменения интенсивности фотосинтеза в ту или иную сторону сводится к нулю.
4. У части зоопланктонных организмов, попадающих в освещенную зону, произойдет изменение суточной ритмики. Однако на структурные изменения зоопланктонных сообществ большее влияние оказывают смены больших масс воды, на фоне которых изменения под действием искусственного освещения можно считать незначительными.

Общий объем гибели планктона в результате проведения пробной эксплуатации по сравнению с воздействием природных факторов ничтожен, и значимых воздействий на фито-зоопланктон в результате реализации проекта не будет.

4.6.3. Оценка воздействия на макрозообентос

При штатной деятельности объектов на море при пробной эксплуатации никакого воздействия на дно моря и бентосные организмы оказано не будет, т.к. не предусматривается никакая деятельность на море, а все сооружения уже построены к началу пробной эксплуатации. Воздействие на эти среды может быть оказано при проведении ремонтных или профилактических работ на насыпной дороге или морской части трубопроводов. Как было показано выше, масштабы воздействия можно будет оценить на следующей стадии проектирования. Предварительно, можно выделить следующие виды воздействия.

Воздействие на бентосные организмы будет заключаться, в основном, в следующем:

1. Появление очагов мутности в результате ремонтных работ может оказывать двойное влияние на бентосные организмы. При невысоких значениях мутности может происходить засорение фильтрующего аппарата у видов - фильтраторов. При больших значениях мутности, когда в толщу воды поднимаются значительные массы донного материала, будет происходить погребение малоподвижных донных организмов под оседающими частицами. При этом подвижные формы (например,

ракообразные) будут покидать зону возмущения в результате испугивания шумами или волной от движущихся объектов.

2. Свет будет воздействовать на донные организмы только в переходной зоне. При этом различные организмы обладают различным фототаксисом и будут вести себя в соответствии с ним. Имеющие положительный фототаксис будут привлекаться на свет, если другие факторы, например, шум, не будут их отпугивать, отрицательный – отпугиваться.

Значимых изменений в структуре и численности бентосных организмов эксплуатация объектов на море на этапе пробной эксплуатации не вызовет. Воздействия проектируемых работ на бентосные организмы оцениваются в следующих категориях: в пространственном масштабе как *локальное (1 балл)*, во временном масштабе как *кратковременное (1)*, интенсивность воздействия – *незначительная (1)*. Общая интегральная оценка – *1 балл*. Суммарная значимость воздействия – *низкая*.

4.6.4. Оценка воздействия на ихтиофауну

При реализации проекта пробной эксплуатации на рыб будет оказываться как опосредованное воздействие, через ухудшение кормовой базы, так и прямое воздействие на организмы рыб. Как было показано выше, пробная эксплуатация месторождения Актоты не приведет к значительному ухудшению кормовой базы рыб.

Прямое воздействие на организмы рыб будет минимальным. Основным фактором воздействия на рыб будет фактор беспокойства, обусловленный физическими причинами – шумом, вибрацией, электрическим светом ночью.

По отношению к свету рыбы бывают:

- уходящие от света (миноги);
- привлекаемые светом независимо от наличия кормовых организмов (кильки, тюльки);
- привлекаемые светом при наличии кормовых организмов (сельди);
- безразличные к свету (осетры, судаки).

Способность рыб привлекаться на свет используется в рыбном промысле, для уходящих от света – в рыбозащите для создания световых (заградительных) барьеров у плотин ГЭС и водозаборов.

Оценка воздействия физических факторов, которые будут иметь место на море при пробной эксплуатации, рассмотрена в разделе 4.5.2. Она показала, что это воздействие будет *низким* по значимости.

4.6.5. Оценка воздействия на орнитофауну

Основные факторы воздействия пробной эксплуатации месторождения Актоты на морскую орнитофауну связаны с:

- выбросами в атмосферу;
- физическим присутствием;
- физическими факторами;
- горением факела (открытое пламя).

Выбросы в атмосферу. Ближайшие тростниковые заросли и птицы, их населяющие, расположены на расстоянии 8 км и более от добывающего острова. Выполненные расчеты рассеивания загрязняющих веществ в настоящем отчете (раздел 4.2.3), показали, что в зону повышенных концентраций загрязняющих веществ не попадают экологически чувствительные районы (тростники) и ближайший населенный пункт. Согласно расчетам, при кратковременных периодических факельных сбросах наиболее высокие приземные концентрации не превысят 0.751 ПДК в ближайшей тростниковой

зоне. Поэтому наиболее важные места гнездования птиц не попадут в зону повышенных концентраций ЗВ в атмосфере.

Физическое присутствие объектов. Физическое присутствие искусственных сооружений на море будет оказывать воздействие на морских птиц, являясь для них факторами беспокойства.

Присутствие сооружений острова на расстоянии 30 км от берега и 8 км от ближайшей тростниковой зоны не окажет прямого негативного воздействия на морскую орнитофауну. Сухопутные же виды могут делать здесь кратковременные остановки в период сезонных миграций

Ежегодно через Каспийское море мигрирует десятки миллионов птиц. Большинство из них осуществляет перелет без каких-либо проблем. Тем не менее, при определенном сочетании погодных условий многих перелетных птиц привлекает и дезориентирует обычное освещение морских нефтегазовых платформ. Отмечено, что птицы бесцельно кружат и садятся на них, в результате проводя на платформах долгое время и зачастую становясь слишком слабыми, чтобы долететь до побережья.

Гибель птиц зарегистрирована и при прямом столкновении с конструктивными элементами морских установок. Некоторые виды птиц (перепел, жаворонок) обладают стремительным, прямолинейным полетом, и ночные перелеты совершают на малых высотах. При таком полете столкновение с надводными сооружениями для части этих птиц становится неизбежным. К изложенному выше следует добавить, что столкновение мигрирующих птиц с надземными (надводными) объектами, приводящие к их гибели – явление весьма распространенное, особенно на прибрежных участках – береговые башни маяков, краны морских портов и пр. И в исторические времена, и в наши дни регистрируются многочисленные случаи гибели птиц, преимущественно средних и малых размеров, разбившихся о различные искусственные сооружения (Дольник, 1968; Карри-Линдал, 1984 г.).

Так же, отдельные виды птиц (прежде всего – чайки и крачки) воспринимают любой объект морской инфраструктуры, особенно суда, как потенциальный источник корма.

Появление новых искусственных объектов в море может привести к созданию новой среды обитания для птиц. В период миграций они смогут использовать искусственные сооружения для отдыха или ночлега.

Физические факторы. Основными физическими факторами влияния на птиц будут факторы беспокойства от шума от работы механизмов на острове, искусственного освещения.

Горение факела. Горение факела является потенциальным источником нескольких негативных факторов: света, шума (см. раздел 4.5), теплового излучения и выбросов в атмосферу токсических продуктов горения. Ожидается, что горение факелов будет и постоянным и/или периодическим. Поскольку через зону добывающего острова пролегают миграционные пути, по которым весной и осенью перемещается около 70 видов птиц, то 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 попутном для мигрирующих птиц ветра, действие факела на них будет значительно ослаблено. А при сплошной облачности, тумане, осадках и встречном ветре, наоборот, воздействие может усилиться, особенно учитывая, что при таких погодных условиях птицы летят на меньшей высоте.

Согласно ранее проведенным расчетам (документ KE01-B4-000-KD-H-RN-4014-0001), зона с тепловым излучением 4.73 кВт/м² 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, т.е. пространственный масштаб - *локальный*.

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.

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.

Воздействия проектируемых работ на птиц оценивается в следующих категориях (табл. 4.6-1):

Таблица 4.6-1 Матрица оценки воздействия на орнитофауну при пробной эксплуатации месторождения Актоты

Источник воздействия (объект воздействия)	Субъект воздействия	Категория воздействия			Интегральная оценка	Значимость
		Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		
Выбросы в атмосферу	Орнитофауна	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	6	Низкая
Физическое присутствие высотных сооружений и барж	Орнитофауна	Локальный (1)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	3	Низкая
Фактор беспокойства	Орнитофауна	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	6	Низкая
Горение факела (открытое пламя)	Орнитофауна	Локальный (1)	Продолжительный (3)	Сильная (4)	12	Средняя

Таким образом, пространственный масштаб воздействия от всех факторов воздействия на орнитофауну будет от *локального до ограниченного*, временной масштаб от операций, оказывающих воздействие на птиц, будет *продолжительным*, а интенсивность воздействия, будет *от незначительной до сильной*. При этом значимость воздействия на орнитофауну будет от *низкой до средней значимости (3-12 баллов)*.

4.6.6. Оценка воздействия на тюленей

На Каспии большинство щенков рождается и вскармливается самками на поверхности льда, где глубина воды подо льдом достаточна (>1 м) для формирования тюленьих местообитаний⁶. Поскольку глубина моря в районе искусственного острова DC-01 достаточно мала, и очень быстро уменьшается в сторону берега, то можно сказать, что условия обитания для тюленей здесь достаточно неблагоприятные. Следовательно, антропогенные воздействия на тюленей в этом районе имеют низкую значимость.

Поскольку морские операции для этого проекта будут поддерживаться не морским транспортом, а автотранспортом, то морских судоходных каналов прокладываться не будет, следовательно, вероятность гибели тюленей в результате столкновения с судами

⁶ Т. Харкопен, М. Юсси, М. Баймуханов и др., *Воспроизводство и распределение Каспийского тюленя (Phoca caspica) в период размножения и антропогенное влияние.* - Известия НАН РК Серия биологическая, 2010. № 5, с. 66-71

нулевая. Ввиду малых глубин моря маловероятно, чтобы тюлени заходили на насыпную автодорогу.

Таким образом, в соответствии с принятыми критериями, воздействие операций, связанных с пробной эксплуатацией месторождения Актоты на тюленей, будет следующим: пространственный масштаб – *локальный (1 балл)*; временной масштаб воздействия *продолжительный (3)*, интенсивность воздействия – *незначительная (1)*. Значимость воздействия *низкая (3)*.

4.7. Оценка возможного воздействия на почвенный и растительный покров

Почвы. Природными геохимическими особенностями территории Северо-Восточного Прикаспия является повышенное содержание мышьяка, серы, в отдельных случаях - меди. Аридность климатических условий территории, ксерофитный характер изреженной растительности со значительным участием галофитов, широкое распространение засоленных почвообразующих пород обуславливают низкую гумусированность почв, слабую выщелоченность от карбонатов и легкорастворимых солей.

Почвы Северо-Восточного Прикаспия по их биологической активности, а, следовательно, по их устойчивости и способности к самовосстановлению при загрязнении могут быть сгруппированы и расположены в следующий ряд: бурые пустынные → лугово-бурые → приморские луговые засоленные → солончаки типичные → солончаки приморские → солончаки соровые → солонцы → лугово-бурые → солонцы бурые. Свойства почв территории, прилегающей к НТУ (луговые приморские засоленные и солончаки приморские), обуславливают в целом среднюю устойчивость к загрязняющим веществам - тяжелым металлам и нефтяным углеводородам.

Особенностью рассматриваемых почв является высокая устойчивость и способность к самоочищению от соединений азота и серы промышленных выбросов в атмосферу и образующих так называемые «кислотные дожди». Поступающие с промышленными выбросами в атмосферу соединения азота и серы при взаимодействии с каплями воды облаков и выпадающими жидкими осадками могут образовывать растворы кислот, таких как азотная и серная, которые могут переноситься на значительные расстояния от источника первичного выброса веществ. В процессе переноса они осаждаются на подстилающую поверхность (почвы, водоемы) в виде кислотных дождей, меняя их химический состав и pH. Все без исключения пустынные почвы отличаются повышенным содержанием карбонатов и щелочной реакцией почвенных суспензий. Поэтому при выпадении закисляющих веществ из атмосферы, они будут вступать в реакции обмена с почвенными карбонатами (преимущественно карбонатом кальция) с образованием нетоксичных трудно растворимых солей кальция. Мощная карбонатная система пустынных почв способна выдержать достаточно высокие нагрузки подобного рода без существенного смещения реакции среды в сторону подкисления, вследствие чего интенсивность воздействия ожидается незначительная. Показатель pH характеризующих почв обладает значительной буферностью, препятствующей его сдвигу.

Все земли Северо-Восточного Прикаспия характеризуются низким качеством вследствие сильного засоления почв и слабой обеспеченности элементами питания.

Основными факторами негативного воздействия на почвенный покров прилегающих территорий при эксплуатации НТУ являются возможное загрязнение почв выбросами в атмосферу, сточными водами, твердыми отходами. Прямое воздействие этих факторов на естественный почвенный покров исключено проектными решениями. При ведении работ будет проводиться сбор и утилизация всех видов сточных вод и отходов, согласно требованиям законодательства РК и политике НКОК Н.В. в области ОЗТОС.

Возможное косвенное воздействие эксплуатации НТУ на почвенный покров прилегающей территории будет связано с загрязнением атмосферного воздуха технологическими выбросами. Основными загрязняющими веществами,

выбрасываемыми в атмосферу, будут являться: твердые вещества (пыль, сажа), окислы азота, оксиды углерода, сернистый ангидрид, сероводород, меркаптаны, углеводороды. Загрязняющие вещества, попадая в атмосферу, могут видоизменяться и выпадать на почвы. При продолжительной эксплуатации наземной установки возможно кумулятивное воздействие.

При штатном режиме эксплуатации воздействия на почвы от наземной линейной части трубопроводов *исключено*.

Результаты оценки проектируемых операций на почвы пробной эксплуатации месторождения Актоты приведены в таблице 4.7-1.

Таблица 4.7-1 Матрица оценки воздействия на почвы

Источник воздействия (объект воздействия)	Субъект воздействия	Категория воздействия			Интегральная оценка	Значимость
		Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		
Загрязнение почв выпадениями из атмосферного воздуха	Почвы	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	6	Низкая

Растительность. В целом растительный покров территории Северо-Восточного Прикаспия обладает средней степенью устойчивости к техногенному воздействию (см. Раздел 3). В его сложении преобладают полукустарничковые сообщества, формирующиеся на различных почвах, в том числе зональных, отличающихся относительно стабильными экологическими условиями. Эти сообщества характеризуются многоярусной структурой. В их составе нередко доминирует несколько видов, участвуют эфемеры и однолетние солянки, которые первыми поселяются на нарушенных территориях. Редкие и исчезающие виды растений, обладающие наибольшей уязвимостью, по данным полевых исследований на обследованной территории не найдены.

Физическое воздействие, выражающееся в непосредственном или опосредованном механическом нарушении растительности, сильной интенсивности как это происходит на этапе строительства, при эксплуатации НТУ и трубопровода оказываться *не будет*. После демобилизации строительных подрядчиков и проведения рекультивации земель, ожидается поэтапное восстановление нарушенной растительности.

При эксплуатации наземных объектов возможны как прямые, так и косвенные воздействия на растительность прилегающих территорий.

Прямое механическое воздействие возможно при движении транспорта вне дорог, но это воздействие *исключено*.

Опосредованное химическое воздействие возможно вследствие загрязнения атмосферного воздуха и почв. В результате выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, возможно, их проникновение в организм растений при дыхании или корневом питании. При эксплуатации НТУ возможно проявление кумулятивного химического воздействия, как на почвы, так и на растительность вследствие осаждения загрязняющих веществ из атмосферного воздуха. Прямое воздействие на растительность прилегающих территорий будет незначительным в связи с хорошей рассеивающей способностью атмосферы, достаточно низкими концентрациями большинства загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы и низкой восприимчивостью растений к относительно высоким концентрациям загрязняющих веществ. Косвенное слабое воздействие на растительность может быть связано с загрязнением почвы, вызванным выпадением загрязняющих веществ из атмосферного воздуха, оно не окажет заметного влияния на растительность.

Влияние химического загрязнения атмосферы на растительные сообщества в мировой практике остаётся недостаточно изученной. Предельно допустимые концентрации для растительности не установлены. В связи с этим обсуждение устойчивости

растительности к воздействию рассматривается совместно с устойчивостью почв, как с базовым компонентом почвенно - растительного покрова.

Нужно отметить, что растительность территории Северо-Восточного Прикаспия представлена галофитными и ксерофитными видами, устойчивыми к засолению почв (см. Раздел 3).

При штатном режиме эксплуатации воздействие на растительность от линейной части наземных трубопроводов *не ожидается*.

Результаты оценки проектируемых операций на растительность пробной эксплуатации месторождения Актоты приведены в таблице 4.7-2.

Таблица 4.7-2 Матрица оценка воздействия на растительность

Источник воздействия (объект воздействия)	Субъект воздействия	Категория воздействия			Интегральная оценка	Значимость
		Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		
Загрязнение растительности выпадениями из атмосферного воздуха	Растительность	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	6	Низкая

4.8. Оценка возможного воздействия на животный мир суши

Животный мир территории Северо-Восточного Прикаспия по степени устойчивости к антропогенному воздействию можно разделить на три группы:

- Уязвимые - наиболее чувствительные виды к антропогенному воздействию.
- Пластичные - виды, хорошо приспосабливающиеся к изменяющимся условиям.
- Индифферентные виды - устойчивые виды, численность которых практически остается неизменной в результате воздействия.

Наиболее уязвимыми видами можно считать виды, имеющие низкую численность, плотность, низкую экологическую валентность, низкий темп воспроизводства популяции, негативное отношение к присутствию человека. Под данные критерии, в первую очередь, попадают редкие виды, занесенные в Красную Книгу РК (пегий пугорак, длинноиглый еж, перевязка, джейран и сайгак; из птиц - саджа), потенциально уязвимые в силу своих биологических особенностей, виды, широко распространенные, но находящиеся под угрозой исчезновения или сокращающие свою численность и ареал в результате антропогенного воздействия.

Уязвимыми являются представители герпетофауны - змеи и ящерицы. Помимо случайной гибели под колёсами транспорта и при земляных работах, змеи активно уничтожаются людьми независимо от видовой принадлежности. Уязвимыми на рассматриваемой территории можно так же считать виды хищников: волк, лиса, корсак, хорь, поскольку они являются объектом браконьерской охоты. Способность укрываться, избегать преследования и мигрировать в поисках пищи и укрытий определяет их пластичность.

Наибольшей степенью устойчивости (наименьшей степенью уязвимости) на рассматриваемой территории характеризуются фоновые виды грызунов и земноводные. Грызуны довольно пластичны и способны интенсивно размножаться (два раза в году) и легко адаптируются к техногенному воздействию. К пластичным относятся бабочки видов *Pieris rapae*, *Plutella maculipennis*, из рептилий разноцветная ящурка, птицы - ласточки, воробьи. Земноводные способны интенсивно размножаться, используя пересыхающие водоёмы, и большую часть года проводят в норах и в состоянии спячки, чем объясняется их устойчивость к антропогенному воздействию.

Так же довольно индифферентны к воздействию из рептилий: узорчатый полоз и быстрая ящурка; птицы - жаворонки, каменки, удод, некоторые представители группы птиц водно-болотного комплекса. Периоды наименьшей устойчивости к техногенному воздействию включают в себя такие периоды жизненного цикла животных как гнездование, размножение, линька, миграция, нагул. Для всех групп наземных позвоночных период наименьшей устойчивости к техногенному воздействию приходится в основном на апрель - июль. В зимние месяцы в основном период наибольшей устойчивости к антропогенному воздействию.

Большинство видов насекомых имеют весенний, весенне-летний и летний периоды появления и размножения взрослой стадии развития, определяющие низкую степень устойчивости к антропогенным воздействиям, связанной с сезонной активностью. Птицы наименее устойчивы к техногенному воздействию в период гнездования (апрель – середина июля). В этот период они могут бросить кладки и маленьких птенцов и переместиться на другой участок, что приведет к потере потомства этого года. В период линьки (июль - август) птицы так же не устойчивы к беспокоящим их факторам и могут покинуть территорию, но есть вероятность, что после исчезновения фактора беспокойства, они могут вернуться. В миграционный период (март-май и август-ноябрь) устойчивость мигрирующих птиц к техногенному воздействию также снижается. Массовую гибель могут вызвать потеря ориентации ночными огнями предприятий, столкновение с высокими строениями, урбанизация пространства – потеря мест для отдыха и кормежки.

Территория расположения НТУ и наземной части трубопровода займёт часть естественной экосистемы, в результате произойдет изъятие мест обитания животных и ухудшение кормовой базы. Учитывая обширные площади, занятые аналогичными экосистемами в регионе, воздействие по данному фактору не критично. Нарушение миграционных путей птиц и млекопитающих на рассматриваемой территории не происходит. Физическое присутствие объектов не будет служить помехой при передвижении мигрирующих здесь животных. Воздействие на животный мир рассматриваемой территории в связи с физическим присутствием новых наземных объектов, будет характеризоваться умеренной степенью интенсивности.

Территории расположения НТУ будет огорожена, что будет препятствовать проникновению на ее территорию крупных животных. Согласно принятым проектным решениям, будет проводится сбор и утилизация всех видов сточных вод и отходов, согласно требованиям законодательства РК и НКЖК Н.В., что минимизирует их возможное негативное воздействие на животный мир. Передвижение птиц невозможно полностью контролировать, поэтому на здоровье отдельных особей, приблизившихся по случайным причинам к источникам загрязнения атмосферного воздуха, может быть оказано негативное воздействие.

На этапе эксплуатации объекты трубопровода будут оказывать слабое и локальное воздействие на животный мир территории. Сам трубопровод 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.

Для снижения негативного влияния на животный мир в целом, необходимо выполнение следующих мероприятий:

- снижение площадей нарушенных земель;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные площадки;
- поддержание в чистоте территории работ;
- исключение несанкционированных проездов вне дорожной сети;

– запрет на несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.

В целом, воздействие на животный мир от наземных объектов пробной эксплуатации месторождения Актоты (наземная часть трубопровода и НТУ), оценивается следующим образом:

Таблица 4.8-1 Матрица оценки воздействия на животный мир суши

Источник воздействия (объект воздействия)	Субъект воздействия	Категория воздействия			Интегральная оценка	Значимость
		Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		
Физическое присутствие объектов	Наземный животный мир	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	6	Низкая
Загрязнение атмосферного воздуха	Наземный животный мир	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	6	Низкая

4.9. Оценка возможного воздействия на окружающую среду при обращении с отходами производства и потребления

Проектом предусмотрено две концепции пробной эксплуатации месторождения Актоты:

- концепция 10.0 (совместное освоение месторождения Актоты);
- концепция 2.0 (самостоятельное освоение месторождения Актоты).

Характеристика проектных решений и сроки проведения намечаемых работ на месторождении Актоты, более детально представлено в разделе 2 настоящего проекта.

В процессе освоения месторождения Актоты 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 Актоты будут: эксплуатация основного и вспомогательного технологического оборудования, капитальные и текущие ремонты оборудования, жизнедеятельность персонала и пр.

Определение ориентировочного объема отходов, образуемых в результате освоения месторождения Актоты, было основано на деятельности предприятия аналога. Наиболее близким аналогом, с точки зрения технологических решений, являются объекты компании НКОК Н.В. (наземный и морской комплексы).

На этапе эксплуатации месторождения Актоты образования отходов бурения не ожидается, поэтому закачка отходов бурения в недра не планируется.

Компания имеет разрешение на сжигание пищевых и медицинских отходов, соответственно образованные в процессе реализации намечаемой деятельности пищевые и медицинские отходы могут сжигаться в инсинераторе.

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.

Ниже представлены две концепции, при реализации которых образуются отходы производства и потребления.

Концепция 10.0

В процессе совместного освоения месторождения Актоты, ожидается образование 34 видов отходов производства и потребления, из которых 15 видов будут опасными, 8 видов будут не опасными отходами, 11 видов зеркальных отходов, из которых 3 вида будут обладать опасными свойствами и 8 видов не обладают опасными свойствами.

Концепция 2.0

В процессе самостоятельного освоения месторождения Актоты, ожидается образование 35 видов отходов производства и потребления, из которых 15 видов будут опасными, 9 видов будут не опасными отходами, 11 видов зеркальных отходов, из которых 3 вида будут обладать опасными свойствами и 8 видов не обладают опасными свойствами.

Характеристика отходов, образующихся при проведении намечаемых работ на месторождении Актоты представлена в таблице 4.9-1.

Таблица 4.9-1 Характеристика отходов, образующихся при проведении намечаемых работ на месторождении Актоты

№ 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	НР8 разъедающее действие, НР14 экотоксичность	Аккумуляторы (гелевые, кислотные аккумуляторные батареи)	Истечение срока эксплуатации аккумуляторов на автотранспорте, судах, дизельных агрегатах, системах бесперебойного электропитания и пр.
2	Нефтедержавщие отходы	05 01 99	Отходы, не указанные иначе в группе Отходы нефтепереработки	Смесевое	НР14 экотоксичность	Осадок после мойки автомашин, грунты с содержанием нефтепродуктов, осадок нефтепродуктов, пенообразная плавающая корка (флотационная пена), осадок неочищенных нефтедержавщих вод, осадок после испарения очищенных нефтедержавщих 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 нефтедержавщей воды, процесс переработки испарения нефтедержавщих вод.
3	Промасленные отходы	15 02 02*	Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами	Твердое	НР3 огнеопасность	Ткань (ветошь), воздушные, масляные фильтры, топливные фильтры, емкости с остатками масел, аэрозольные баллончики с содержанием ГСМ, СИЗ, абсорбирующие материалы, вышедшие из строя скребки и другие материалы, загрязненные углеводородами.	Эксплуатация различного вида автотранспорта, спецтехники и оборудования, а также проведение различного вида производственных операций, загрязнение материалов маслами и смазочными материалами.

№ 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
4	Остатки химреагентов (жидкие)	07 07 04*	Другие органические растворители, промывающие жидкости и исходные растворы	Жидкое	НР3 огнеопасность, НР6 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	НР14 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	НР3 огнеопасность	Турбинное, компрессорное, трансформаторное, моторное, трансмиссионное, промышленное масла, технические масла после промывки фильтров жидкой серы, горюче-смазочные материалы, керосин, собранная нефтяная пленка, пробы нефти после химического анализа, минеральные и синтетические смазывающие вещества и другие жидкие нефтепродукты.	Обслуживание и эксплуатация газотурбинных генераторов, компрессорных и производственных установок, трансформаторных подстанций, автотранспорта и строительной техники, судов, различных дизельных генераторов, оборудования буровых установок, технологического и вспомогательного оборудования подготовки нефти и газа, эксплуатация серных установок.

№ 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
7	Отходы от процессов осушки и катализа с низким уровнем опасности	16 08 07*	Отработанные катализаторы, загрязненные опасными веществами	Твердое	НР14 экотоксичность	Молекулярные сита, керамические шарики, алюбитовые шарики, картриджные фильтры, различные катализаторы на основе оксида алюминия, оксида титана, кобальта и молибдена.	Процесс дегидратации газов
8	Очищенный осадок подготовки нефти	05 01 09*	Шламы от обработки сточных вод на месте эксплуатации, содержащие опасные вещества	Шлам	НР14 экотоксичность	Вода, которая отделяется от углеводородной смеси	Выделение из воды, отделенной от углеводородной смеси, обработка химическими реагентами для предотвращения образования сероводорода, обезвоживание.
9	Сернистые отходы	05 01 16	Серосодержащие отходы от десульфуризации нефти	Смесевое	НР3 огнеопасность, НР14 экотоксичность	Угольные кольца Рашига, кольца Рашига из металлосплава и уголь-антрацит, активированный уголь, картриджные фильтры, аминугольный фильтр, активированный уголь на основе лингина и поддерживающая прослойка Filtran™ Grade 4, кольца из нержавеющей стали, картриджные фильтры ТЭГ каустическая сода, метилдиэтаноламин, диэтаноламин водный раствор.	Переработка нефти и газа с повышенным содержанием сероводорода
10	Некондиционные огнеупорные и футеровочные материалы	16 11 05*	Футеровка и огнеупорные материалы, используемые в неметаллургических процессах, содержащие опасные вещества	Сыпучее	НР4 раздражающее действие, НР14 экотоксичность	Огнеупорные футеровочные материалы	Эксплуатация печей, котлов и иного высокотемпературного оборудования. Истечение срока годности и потребительских свойств материалов при хранении
11	Ртутьсодержащие отходы	20 01 21*	Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы	Неразобранное оборудование и устройства	НР6 острая токсичность, НР14 экотоксичность	Ртутьсодержащие лампы (люминесцентные, натриевые, кварцевые лампы, содержащие ртуть и т.п.), ртутные термометры, медтермометры, барометры и	Освещение офисов, производственных и жилых помещений, столовых и территории расположения объектов. Использование

№ 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
						другое ртутьсодержащее оборудование, ртутьсодержащие приборы и изделия.	ртутных термометров и барометров в лаборатории и медпунктах. Истечение нормативного срока эксплуатации ламп и выхода из строя ламп, термометров, барометров и других ртутьсодержащих приборов.
12	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.
13	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.
14	Непригодные сигнальные средства	16 04 02*	Отходы пиротехники	Неразобранное оборудование и устройства	HP1 взрывоопасность	Светодымящие буи, спасательное и сигнальное и иное оборудование с пиротехническими материалами.	Выход из строя, истечение срока эксплуатации спасательного и сигнального оборудования, содержащего пиротехнические материалы.
15	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.
Не опасные отходы							
16	Металлолом	17 04 07	Смешанные металлы	Лом	Не обладает опасными свойствами	Металл и металлические изделия (трубы, арматура, конструкции,	Строительно-монтажные, демонтажные, ремонтные,

№ 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
						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.	планово-предупредительные и эксплуатационные работы, обработка металлических изделий.
17	Пищевые отходы	20 01 08	Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых	Твердое	Не обладает опасными свойствами	Продукты питания.	Приготовление и потребление пищи в столовых всех производственных объектов, жилплавкомплексах, судах, жилых модулях. Истечение срока годности продуктов питания.
18	Отходы РТИ	19 12 04	Пластмассы и резины	Твердое	Не обладает опасными свойствами	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), строительной и спецтехники на объектах НКЖК Н.В., строительного-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.
19	Коммунальные отходы	20 03 01	Смешанные коммунальные отходы	Твердое	Не обладает опасными свойствами	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,	Жизнедеятельность персонала.

№ 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
						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.	
20	Отходы бумаги и картона	20 01 01	Бумага и картон	Твердое	Не обладает опасными свойствами	Картонная и бумажная упаковка от различного оборудования, строительных материалов и продуктов, офисная бумага.	Распаковка оборудования, строительных материалов, продуктов в офисе, жизнедеятельность персонала и т.п.
21	Отходы пластика	20 01 39	Пластмассы	Твердое	Не обладает опасными свойствами	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 обрезки, пластиковые протекторы	Использование транспортировочной пластиковой упаковочной тары и технологического оборудования, использование одноразовой посуды и бутылок из-под воды.
22	Отходы бетона	17 01 01	Бетон	Твердое	Не обладает опасными свойствами	Цемент, щебень, песок, гравий, керамзит, обломки бетонных изделий.	Строительные, ремонтно-профилактические и демонтажные работы.
23	Отработанные фильтры установки водоочистки и водоподготовки	19 09 99	Отходы, не указанные иначе	Твердое	Не обладает опасными свойствами	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.
24	Серосодержащие отходы*	05 07 02	Отходы, содержащие серу	Твердое	Не обладает опасными свойствами	Сера, смет с площадок, осадок из дренажной системы, деревянная опалубка, грунт, щебень, песок, СИЗ, фильтры очистки жидкой серы, фильтры системы вентиляции и	Налив жидкой серы на серные блоки, переплавка и фильтрация серы, зачистка резервуаров хранения серы, крошение серы комовой,

№ 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
						кондиционирования с установок извлечения и обработки серы, прочие материалы, которые могут загрязниться серой.	процесс грануляции, транспортировка ж/д вагонами, использование фильтров системы вентиляции и кондиционирования установок извлечения и обработки серы.
Зеркальные							
25	Бытовые жиры	19 08 09	Смеси жиров и масел от сепарации вода/масло, содержащие только пищевые масла и жиры	Смесевое	Не обладает опасными свойствами	Продукты питания.	Приготовление пищи. Жиरोуловители.
26	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
27	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
28	Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха	15 02 03	Абсорбенты, фильтровальные материалы, ткани для вытирания, защитная одежда, за исключением упомянутых в 15 02 02	Неразобранное оборудование и устройства	Не обладает опасными свойствами	Фильтры системы обогрева, вентиляции и кондиционирования воздуха.	Очистка воздуха от пыли, газов и других примесей.
29	Изношенные средства защиты и спецодежда	15 02 03	Абсорбенты, фильтровальные материалы, ткани для	Твердое	Не обладает опасными свойствами	Средства защиты (каска, очки, маски, обувь, перчатки, респираторы, фильтр-маски,	Проведение производственных работ. Процесс замены спецодежды персоналом.

№ 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
			вытирания, защитная одежда, за исключением упомянутых в 15 02 02			фартуки, СИЗ для химической защиты), спецодежда.	
30	Отходы абразива	12 01 15	Шламы от механической обработки, за исключением упомянутых в 12 01 14	Твердое	Не обладает опасными свойствами	Абразивный материал, порошок абразивный.	Пескоструйная обработка деталей. Зачистка труб и различных металлических поверхностей перед покрасочными работами.
31	Осадок хозяйственных сточных вод	19 08 13*	Шламы, содержащие опасные вещества, других видов обработки промышленных сточных вод	Отстой	НР14 экотоксичность	Хозяйственно-бытовые сточные воды, технические воды.	Эксплуатация установок водоподготовки и водоочистки, очистные сооружения хозяйственно-бытовых сточных вод.
32	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 свойствами	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.
33	Древесные отходы	20 01 38	Дерево, за исключением упомянутого в 20 01 37	Твердое	Не обладает опасными свойствами	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.
34	Строительные отходы	17 09 04	Смешанные отходы строительства и сноса, за исключением	Твердое	Не обладает опасными свойствами	Различные строительные материалы, в том числе остатки асфальта, бетона и железобетонных, деревянных	Строительные и ремонтные (в том числе планово-предупредительный ремонт).

№ 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
			упомянутых в 17 09 01, 17 09 02 и 17 09 03			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.	
35	Отработанное пищевое масло	20 01 25	Пищевые масла и жиры	Смесевое	Не обладает опасными свойствами	Пищевое масло	Приготовление пищи

Примечание: * только для проекта самостоятельной эксплуатации месторождения Актоты (концепция 2.0)

4.9.2. Ориентировочный объемов образования отходов

Определение ориентировочного объёма отходов, образуемых в результате пробной эксплуатации месторождения Актоты, было основано на деятельности предприятия аналога. Наиболее близким аналогом, с точки зрения технологических решений, являются объекты компании НКОК Н.В. (наземный и морской комплексы).

В основу расчёта образования отходов были положены удельные показатели образования отходов, полученные на основе многолетнего анализа фактических и прогнозных данных, полученных с объектов НКОК Н.В.

Расчёт ориентировочного объёма отходов был проведен с учетом особенностей технологии освоения месторождения Актоты, пропорционально полке добычи нефти.

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 пробной эксплуатации месторождения Актоты, по двум концепциям – 10.0 и 2.0.

Таблица 4.9-2 Ориентировочный объём отходов, образуемых в процессе пробной эксплуатации месторождения Актоты

№ п/п	Наименование отхода	Ориентировочный объём отходов, т/год	
		Совместное освоение Концепция 10.0	Самостоятельное освоение Концепция 2.0
Опасные отходы			
1	Непригодные сигнальные средства	0,0035	0,0091
2	Нефтесодержащие отходы	1312,8971	3427,9298
3	Нефтешлам	1,5109	3,9450
4	Отработанные аккумуляторы	1,5296	3,9937
5	Остатки химреагентов (жидкие)	58,0954	182,0220
6	Остатки химреагентов (твердые)	39,0641	122,3940
7	Отработанные газовые баллоны	0,3421	0,8933
8	Отработанные источники питания	2,3913	6,2436
9	Отработанные технические масла	25,8899	67,5977
10	Отходы от процессов осушки и катализа с низким уровнем опасности	126,4935	396,3243
11	Очищенный осадок подготовки нефти	13,6917	35,7485
12	Промасленные отходы	25,4277	66,3909
13	Ртутьсодержащие отходы	0,4171	1,0890
14	Сернистые отходы	24,2537	126,6510
15	Некондиционные огнеупорные и футеровочные материалы	116,7632	365,8378
	Итого опасных:	1748,7708	4807,0697
Неопасные отходы			
16	Коммунальные отходы	47,3707	123,6834
17	Металлолом	16,1834	42,2543
18	Отработанные фильтры установки водоочистки и водоподготовки	8,2458	21,5296
19	Отходы бетона	19,3500	50,5222
20	Отходы бумаги и картона	8,2591	21,5643
21	Отходы пластика	2,2789	5,9500
22	Отходы РТИ	1,2957	3,3831
23	Пищевые отходы	81,1269	211,8195
24	Серосодержащие отходы*	-	382,0576
	Итого неопасных:	184,1105	862,7640
Зеркальные (опасные)			
25	Медицинские отходы	1,1603	3,0296
26	Осадок хоз-бытовых сточных вод	33,4293	87,2828

№ п/п	Наименование отхода	Ориентировочный объем отходов, т/год	
		Совместное освоение Концепция 10.0	Самостоятельное освоение Концепция 2.0
27	Остатки лакокрасочных материалов	2,0047	5,2342
	Итого зеркальных (опасных):	36,5944	95,5467
Зеркальные (неопасные)			
28	Бытовые жиры	21,1762	55,2903
29	Древесные отходы	25,1359	65,6289
30	Изношенные средства защиты и спецодежда	0,8071	2,1072
31	Отработанное пищевое масло	0,1753	0,4576
32	Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха	8,0884	21,1186
33	Отходы абразива	50,2152	131,1102
34	Портативное оборудование и оргтехника	2,5907	6,7643
35	Строительные отходы	49,5029	129,2505
	Итого зеркальных (неопасных):	157,6917	411,7276
	ВСЕГО:	2127,1674	6177,1080

*Примечание: * только для проекта самостоятельной эксплуатации месторождения Актоты (концепция 2.0)*

Объем образованных отходов по концепции 10.0 (совместное освоение) почти в три раза меньше, чем по концепции 2.0 (самостоятельное освоение).

4.9.3. Программа управления отходами

Для объектов месторождения Актоты будет разработана Программа управления отходами (ПУО) или будут внесены дополнения в действующую ПУО с учетом объектов месторождения Актоты 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».

Пробная эксплуатация 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.

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 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.

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 4.2-4.9 рассмотрено возможное воздействие на компоненты окружающей среды при пробной эксплуатации месторождения Актоты. Основной целью реализации намечаемой деятельности является уточнение имеющейся и получения дополнительной информации о геолого-промысловых характеристиках пласта, комплексного геолого-геофизического и гидродинамического исследования скважин.

В настоящем разделе приведены сводные данные возможного воздействия на компоненты окружающей среды (см. табл. 4.10-1).

Анализируя данные разделов 4.2-4.9 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 пробной эксплуатации месторождения на атмосферный воздух. Что, в целом, свидетельствует о допустимости проектируемой деятельности.

Воздействие на компоненты окружающей среды не изменяется в зависимости от двух вариантов реализации проектируемых работ, будет одинаковым для обоих 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 проектируемые работы не окажут значимого негативного воздействия на окружающую среду.

Таблица 4.10-1 Оценка возможного воздействия пробной эксплуатации 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	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Умеренная (3)	Средней значимости (18)
Воздействие на атмосферный воздух от наземных объектов	Региональный (4)	Продолжительный (3)	Сильная (4)	Высокой значимости (48)
Морские воды				
Профилактические или ремонтные работы вблизи насыпной дороги или трубопровода	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	Низкой значимости (1)
Выпадение ЗВ из атмосферы	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	Низкой значимости (6)
Поверхностные воды суши				
Потребление пресных вод р. Волга	Локальный (1)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	Низкой значимости (3)
Недра. Геологическая среда				
Отбор пластового флюида	Локальный (1)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	Низкой значимости (3)
Донные отложения				
Физическое присутствие искусственных сооружений	Локальный (1)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	Низкой значимости (3)
Транспортно-логистическое обеспечение	Локальный (1)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	Низкой значимости (3)
Подземные воды				
Изменение уровня и гидрохимического состава подземных вод	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	Низкой значимости (6)
Водная растительность				
Профилактические и ремонтные работы	Локальный (1)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	Низкой значимости (3)

Тип воздействия	Пространственный масштаб (балл)	Временной масштаб (балл)	Интенсивность воздействия (балл)	Категория значимости воздействия (балл)
Макрозообентос				
Работы по обслуживанию дороги	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	Низкой значимости (1)
Ихтиофауна				
Физические факторы (шум, свет)	Локальный (1)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	Низкой значимости (3)
Орнитофауна				
Выбросы в атмосферу	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	Низкой значимости (6)
Физическое присутствие высотных сооружений и барж	Локальный (1)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	Низкой значимости (3)
Фактор беспокойства	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	Низкой значимости (6)
Горение факела (открытое пламя)	Локальный (1)	Продолжительный (3)	Сильная (4)	Средней значимости (12)
Тюлени				
Факторы беспокойства, шум, свет	Локальный (1)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	Низкой значимости (3)
Почвенный покров				
Загрязнение почв выпадениями из атмосферного воздуха	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	Низкой значимости (6)
Растительный покров				
Загрязнение растительности выпадениями из атмосферного воздуха	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	Низкой значимости (6)
Животный мир				
Физическое присутствие объектов	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	Низкой значимости (6)
Тепловое воздействие	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	Низкой значимости (6)

Реализация намечаемой деятельности не окажет негативного трансграничного воздействия на окружающую среду на территории другого государства в связи с отсутствием близлежащих границ других государств от территории месторождения Актоты. Возможные кумулятивные воздействия от проектируемых работ будут рассчитаны и рассмотрены на последующих стадиях проектирования в составе проектов НДВ, НДС и ПУО от всех объектов НКОО Н.В. на соответствующий год.

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 пробной эксплуатации месторождения Актоты, представлены в таблице 5.1-1.

Таблица 5.1-1 Компоненты социально-экономической среды, подвергающиеся воздействию при пробной эксплуатации месторождения Актоты

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

Градации 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

Градации 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

Градации интенсивности воздействий	Критерий	Балл
Нулевое	Воздействие отсутствует	0
Незначительное	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя	1
Слабое	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах	2
Умеренное	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня	3
Значительное	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня	4
Сильное	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня	5

Интегральная оценка представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

На втором этапе для каждого рассматриваемого компонента определяется интегрированный балл посредством суммирования итоговых отрицательных или положительных воздействий.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий), на конкретный компонент социально-экономической среды так, как это показано в таблице 5.1-5.

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 – *местный (3 балла)*, временной –

продолжительный (4), интенсивность воздействия - слабая (2 балла). Интегральная оценка (9 баллов).

Потенциальными источниками отрицательного воздействия на здоровье населения при пробной эксплуатации месторождения Актоты 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.

В том 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.

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, компрессоры, 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 *низкое положительное низкого уровня (2 балла).*

Трудовая занятость

Пробная эксплуатация месторождения Актоты будет сопровождаться повышением личных доходов граждан, занятых в проекте, а также улучшением социально-бытовых условий, персонала и активизацией сферы обслуживания.

В решении проблем с безработицей будет иметь как создание новых рабочих мест непосредственно на объектах НКОК Н.В., так и 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 пробной эксплуатации месторождения Актоты 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 пробной эксплуатации месторождения Актоты 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. Эксплуатация морских объектов месторождения планируются 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 балла)*, 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 реализации пробной эксплуатации месторождения Актоты.

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.

НКОК Н.В. реализовал ряд масштабных Программ экологического мониторинга, ведет специальные научно-исследовательские работы, наблюдая за морской биотой на контрактной территории.

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 пробной эксплуатации 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 Актоты) промысел осетровых рыб запрещен в связи с необходимостью восстановления их численности.

Пробная эксплуатация месторождения Актоты 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 Актоты 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 наземной технологической установки (НТУ) будет произведен земельный отвод из земель запаса Жылыойского района на основании договора об аренде земельного участка. НТУ включает площадки по подготовке нефти и газа, объекты теплоэнергоснабжения, вахтовый поселок, подъездные автомобильные и железные дороги; линии электропередач; газопровод топливного газа, водовод технической воды и др. сопутствующую инфраструктуру. Под наземные технологические установки ожидается выделить около 5 км² земельных участков.

В целом, на землепользование при пробной эксплуатации НТУ 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 пробной эксплуатации наземных объектов *не ожидается*.

Инвестиционная деятельность

Приток инвестиций и налоговых поступлений будет способствовать развитию как социальной, так и экономической сферы 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.

Пробная эксплуатация месторождения Актоты 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 при реализации пробной эксплуатации месторождения Актоты 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	Местный (3)	Продолжительный (4)	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 или положительное воздействие	Компонент среды	Категории воздействия, балл			Интегр. оценка, балл
		Пространств. масштаб	Временной масштаб	Интенсивн. воздействия	
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	Местный (-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 реализации пробной эксплуатации месторождения Актоты 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.

6. ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ

Потенциальные причины аварий на объектах в результате которых могут произойти выбросы, подразделяются на следующие две категории:

- естественные причины;
- техногенные причины.

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.

Возможными источниками разливов нефти и нефтепродуктов в море являются:

- морские добывающие комплексы при авариях на скважинах, а также утечках нефти и нефтепродуктов в море;
- морские подводные трубопроводы при нарушениях герметичности.

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» [49] 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 [49].

Таблица 6.1-1 Частота возникновения аварийных ситуаций (по данным [49])

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

Аварийная ситуация	Частота возникновения, 1/год	
	1990-2005	1980-2005
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.

На этапе выбора концепции разработки месторождения Актоты Компанией был проведен анализ основных опасностей, которые могут иметь место при реализации того или иного варианта разработки (HAZID). Результаты данного исследования представлены в документе «AK00-00-000-E2-H-RE-0003-000. Aktote-Kairan Project – Concept Select HAZID Report».

На добывающем острове 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 трубопровода и связанные с этим опасности разлива нефти и попутной воды, а также попадание в атмосферу токсичных газов.

На наземной технологической установке 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.

Выброс из скважины

Чрезвычайная ситуация на морском шельфе при эксплуатации морского комплекса, 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) [45] (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 [45])*

Операция	Вид аварии	Частота аварий, случаев на скважину в год		
		средняя	газ	нефть
Бурение скважин на этапе эксплуатации	Выброс	$6,0 \cdot 10^{-5}$	$7,0 \cdot 10^{-5}$	$4,8 \cdot 10^{-6}$
	Утечка	$4,9 \cdot 10^{-4}$	$5,7 \cdot 10^{-4}$	$3,9 \cdot 10^{-4}$
Заканчивание скважины	Выброс	$9,7 \cdot 10^{-5}$	$1,4 \cdot 10^{-4}$	$5,4 \cdot 10^{-5}$
	Утечка	$3,9 \cdot 10^{-4}$	$5,8 \cdot 10^{-4}$	$2,2 \cdot 10^{-4}$
Спуско-подъемные операции	Выброс	$6,5 \cdot 10^{-6}$	$9,4 \cdot 10^{-6}$	$3,6 \cdot 10^{-6}$
	Утечка	$1,1 \cdot 10^{-5}$	$1,6 \cdot 10^{-5}$	$6,1 \cdot 10^{-6}$
Колтюбинговые операции	Выброс	$1,4 \cdot 10^{-4}$	$2,0 \cdot 10^{-4}$	$7,8 \cdot 10^{-5}$
	Утечка	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$3,4 \cdot 10^{-4}$	$1,3 \cdot 10^{-4}$
Спуск инструмента в скважину под давлением	Выброс	$3,4 \cdot 10^{-4}$	$4,9 \cdot 10^{-4}$	$1,9 \cdot 10^{-4}$
	Утечка	$1,8 \cdot 10^{-4}$	$2,6 \cdot 10^{-4}$	$1,0 \cdot 10^{-4}$
Капитальный ремонт скважин (КРС)	Выброс	$1,8 \cdot 10^{-4}$	$2,6 \cdot 10^{-4}$	$1,0 \cdot 10^{-4}$
	Утечка	$5,8 \cdot 10^{-4}$	$8,3 \cdot 10^{-4}$	$3,2 \cdot 10^{-4}$
Эксплуатация скважин	Выброс	$9,7 \cdot 10^{-6}$	$1,8 \cdot 10^{-5}$	$2,6 \cdot 10^{-6}$
	Утечка	$1,1 \cdot 10^{-5}$	$2,0 \cdot 10^{-5}$	$2,9 \cdot 10^{-6}$
Эксплуатация скважин с учетом внешних воздействий	Выброс	$3,9 \cdot 10^{-5}$	$3,9 \cdot 10^{-5}$	$3,9 \cdot 10^{-5}$
	Утечка	-	-	-

Примечания: * приведенные в таблице значения частот соответствуют стандартам Северного моря.

При пробной эксплуатации месторождения Актоты на добывающем острове планируется эксплуатировать пять скважин. Количественная оценка риска аварий, выполненная для пробной 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 на этапе пробной эксплуатации месторождения Актоты по результатам количественного анализа рисков⁷

Наименование секции	Размеры отверстия					Всего
	2 мм	7 мм	22 мм	70 мм	150 мм	
Скв. 1 (ж.ф.)	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. 1 (г.ф.)	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. 2 (ж.ф.)	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. 2 (г.ф.)	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. 3 (ж.ф.)	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. 3 (г.ф.)	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. 4 (ж.ф.)	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. 4 (г.ф.)	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. 5 (ж.ф.)	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. 5 (г.ф.)	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
Всего	5,31*10 ⁻²	1,83*10 ⁻²	2,13*10 ⁻²	1,58*10 ⁻³	1,17*10 ⁻³	9,55*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 мультифазной продукции

Название трубопровода	Частота утечек (на 5 км/год)			Итого
	22 мм	70 мм	РТПС ⁸	
Морской мультифазный трубопровод от DC-01 до НТУ (ж.ф.)	1.18*10 ⁻⁴	1.09*10 ⁻⁴	1.08*10 ⁻⁴	3.35*10 ⁻⁴
Морской мультифазный трубопровод от DC-01 до НТУ (г.ф.)	1.76*10 ⁻⁴	1.67*10 ⁻⁴	1.11*10 ⁻⁴	4.54*10 ⁻⁴
Наземный мультифазный трубопровод от DC-01 до НТУ (ж.ф.)	1.19*10 ⁻⁴	1.10*10 ⁻⁴	1.09*10 ⁻⁴	3.38*10 ⁻⁴
Наземный мультифазный трубопровод от DC-01 до НТУ (г.ф.)	1.76*10 ⁻⁴	1.67*10 ⁻⁴	1.11*10 ⁻⁴	4.54*10 ⁻⁴
Всего	5.9E-04	5.53*10 ⁻⁴	4.39*10 ⁻⁴	1.58*10 ⁻³
%	37%	35%	28%	100%

6.1.2. Вероятность аварийных ситуаций на наземных объектах

Вероятная частота утечек из экспортных трубопроводов получена на основании аналогичного подхода, как и для мультифазных трубопроводов (таблица 6.1-5).

Таблица 6.1-5 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 НТУ 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%

⁷ 1. KE01-A1-000-22-H-RE-0001-000. Aktote Kairan Concept Select – Quantitative Risk Assessment Report, 2022

⁸ РТПС – разрыв трубопровода на полное сечение

Частоты утечек из оборудования наземной технологической установки, определенные в зависимости от величин аварийных отверстий, показаны в таблице 6.1-6.

Таблица 6.1-6 Общая частота утечек и выбросов из оборудования НТУ

Наименование секции	Размеры отверстия					Всего
	2 мм	7 мм	22 мм	70 мм	150 мм	
Приемные сооружения (камера приема скребка, слагетчеры) (Ж.ф.)	$2,80 \cdot 10^{-3}$	$8,69 \cdot 10^{-4}$	$1,37 \cdot 10^{-3}$	$2,92 \cdot 10^{-4}$	$9,87 \cdot 10^{-5}$	$5,43 \cdot 10^{-3}$
Приемные сооружения (г.ф.)	$2,80 \cdot 10^{-3}$	$8,69 \cdot 10^{-4}$	$1,37 \cdot 10^{-3}$	$2,92 \cdot 10^{-4}$	$9,87 \cdot 10^{-5}$	$5,43 \cdot 10^{-3}$
Сепаратор и нагреватель СД	$7,87 \cdot 10^{-3}$	$2,65 \cdot 10^{-3}$	$2,98 \cdot 10^{-3}$	$5,55 \cdot 10^{-4}$	$1,30 \cdot 10^{-4}$	$1,42 \cdot 10^{-2}$
Установки дегидрации и обессоливания нефти	$1,08 \cdot 10^{-2}$	$3,74 \cdot 10^{-3}$	$3,52 \cdot 10^{-3}$	$5,55 \cdot 10^{-4}$	$1,30 \cdot 10^{-4}$	$1,87 \cdot 10^{-2}$
Установка стабилизации нефти	$1,95 \cdot 10^{-2}$	$6,98 \cdot 10^{-3}$	$5,08 \cdot 10^{-3}$	$4,39 \cdot 10^{-4}$	$2,07 \cdot 10^{-4}$	$3,22 \cdot 10^{-2}$
Установка осветления нефти (удаление меркаптанов)	$7,66 \cdot 10^{-3}$	$2,39 \cdot 10^{-3}$	$3,51 \cdot 10^{-3}$	$9,03 \cdot 10^{-4}$	$1,85 \cdot 10^{-4}$	$1,46 \cdot 10^{-2}$
Резервуарный парк	$1,91 \cdot 10^{-2}$	$6,73 \cdot 10^{-3}$	$8,23 \cdot 10^{-3}$	$1,47 \cdot 10^{-3}$	$1,71 \cdot 10^{-4}$	$3,57 \cdot 10^{-2}$
Установка замера нефти	$4,89 \cdot 10^{-3}$	$1,56 \cdot 10^{-3}$	$2,43 \cdot 10^{-3}$	$5,55 \cdot 10^{-4}$	$1,30 \cdot 10^{-4}$	$9,57 \cdot 10^{-3}$
Установка компримирования газа НД	$1,40 \cdot 10^{-2}$	$6,96 \cdot 10^{-3}$	$5,62 \cdot 10^{-3}$	$7,29 \cdot 10^{-4}$	$3,55 \cdot 10^{-4}$	$2,77 \cdot 10^{-2}$
Установка компримирования газа СД	$1,40 \cdot 10^{-2}$	$6,96 \cdot 10^{-3}$	$5,62 \cdot 10^{-3}$	$7,29 \cdot 10^{-4}$	$3,55 \cdot 10^{-4}$	$2,77 \cdot 10^{-2}$
Установка осушки кислого газа	$4,84 \cdot 10^{-3}$	$1,21 \cdot 10^{-3}$	$1,70 \cdot 10^{-3}$	$1,61 \cdot 10^{-4}$	$1,69 \cdot 10^{-4}$	$8,08 \cdot 10^{-3}$
Установки замера и компримирования кислого газа	$2,27 \cdot 10^{-2}$	$1,14 \cdot 10^{-2}$	$9,28 \cdot 10^{-3}$	$1,10 \cdot 10^{-3}$	$2,32 \cdot 10^{-4}$	$4,47 \cdot 10^{-2}$
Установка кондиционирования топливного газа	$4,89 \cdot 10^{-3}$	$1,56 \cdot 10^{-3}$	$2,43 \cdot 10^{-3}$	$5,55 \cdot 10^{-4}$	$1,30 \cdot 10^{-4}$	$9,57 \cdot 10^{-3}$
Установка очистки пластовой воды	$2,02 \cdot 10^{-2}$	$6,57 \cdot 10^{-3}$	$6,94 \cdot 10^{-3}$	$1,27 \cdot 10^{-3}$	$2,80 \cdot 10^{-4}$	$3,53 \cdot 10^{-2}$
Всего	$1,56 \cdot 10^{-1}$	$6,04 \cdot 10^{-2}$	$6,01 \cdot 10^{-2}$	$9,61 \cdot 10^{-3}$	$2,67 \cdot 10^{-3}$	$2,89 \cdot 10^{-1}$
%	53%	21%	21%	3%	1%	100%

6.1.3. Индивидуальный риск для персонала и другие риски

В процессе количественной оценки риска (КОР) определен риск летального исхода для персонала, работающего на НТУ и вблизи трубопроводов и насыпного острова. При этом различается индивидуальный риск для персонала, который определяется как вероятность летального исхода для отдельного человека при любых авариях (IRPA). А также локальный индивидуальный риск (LSIR), который представляет собой риск для гипотетического человека, который остается на рабочем месте 24 часа 365 дней в году.

Для насыпного острова наивысший индивидуальный риск летального исхода составляет $1 \cdot 10^{-3}$ /год.

На НТУ зона, внутри которой индивидуальный риск для персонала может превышать $1 \cdot 10^{-3}$ случаев в год, распространяется на расстояние 450 м от промышленной зоны, а зона с индивидуальным риском свыше $1 \cdot 10^{-4}$ случаев в год - на расстояние 1300 м.

Риски транспортных аварий

На месторождении Актоты при его эксплуатации возможны следующие виды транспортных аварий:

- аварии с автотранспортом при перевозке персонала по насыпной дороге;
- крушения вертолетов в небе и при взлете/посадке;
- крушения вертолета на объекте.

Основываясь на количественной оценке риска для всех объектов НКОК Н.В., транспортный риск для автотранспорта составляет $8,5 \cdot 10^{-7}$ случаев/год (исходя из 183 поездки в год), а для вертолетов – $5,28 \cdot 10^{-5}$ 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 насыпной дороги или острова в результате штормов или экстремальных порывов ветра. Глубина моря в районе добывающего острова невелика (~1,5 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 2,1 м 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 участке насыпной дороги на морском участке возможно образование ледового припая или присутствие подвижных льдов. Ледовые нагрузки будут зависеть от толщины подвижного ледового покрова. Насыпная дорога и острова 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 – напозание 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 Актоты 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 иницирующими событиями (например, выброс нефтегазовой смеси).

В документе «Concept Select HAZID Report» рассмотрены сценарии вероятных аварий, которые могут иметь место при реализации различных концепций освоения

месторождений Актоты и Кайран. Применительно к вариантам пробной эксплуатации, рассмотренным в данном отчете, на море могут иметь место следующие сценарии.

Наиболее опасными сценариями аварий на добывающем острове на море, являются сценарии, связанные с выбросом нефтегазовой смеси из скважины с содержанием сероводорода и 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 (SO_2 , H_2S), 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

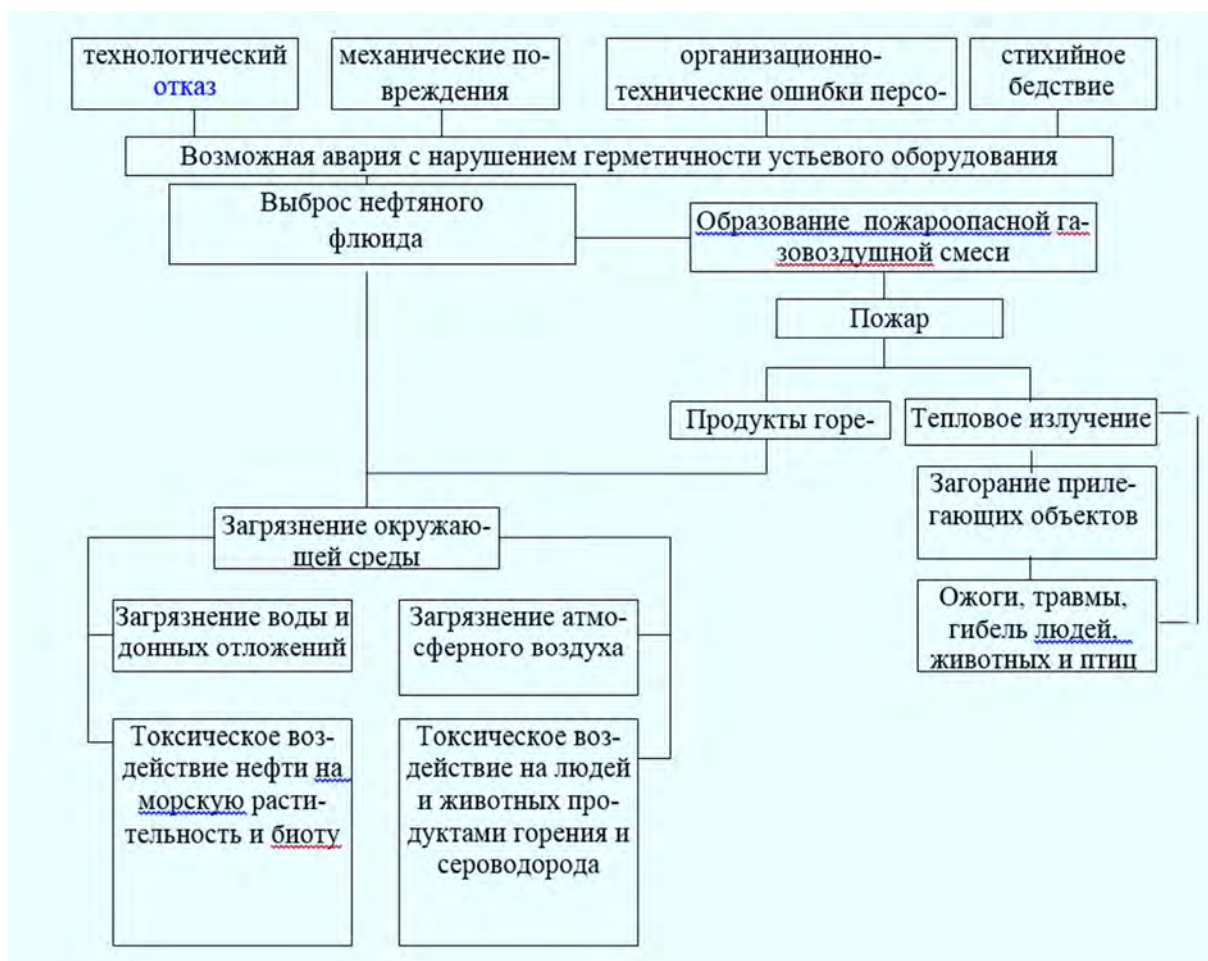


Рисунок 6.3.1 Схема реализации сценария, связанного с выбросом из скважины

Последствия аварий описаны в документе [53], где рассмотрены результаты моделирования с помощью программного комплекса Phast v8.23 компании DNV. При этом, основной упор сделан на летальное воздействие H_2S , поскольку H_2S определен как доминирующий риск для населенных пунктов за пределами объекта. В частности,

дисперсионная модель использовалась, чтобы определить на какое расстояние может продвигаться облако токсичного газа (H_2S) в течение 75 секунд после потери герметичности. Эта же модель использовалась для моделирования развития пожара после воспламенения потока углеводородов, выходящих из устья потерявшей контроль скважины или после разрыва трубопровода.

Для характеристики токсического воздействия сероводорода приняты реперные концентрации в 100 ppm и 650 ppm. Так концентрация 100 ppm определена Национальным институтом США по безопасности и здоровью населения как пороговое значение, при котором может наступить стойкое расстройство здоровья или даже смерть. Концентрация H_2S равная 650 ppm определена правилами НКОК Н.В. по безопасности как пороговая концентрация при превышении которой вероятность мгновенной смерти составляет 3% (от 650 ppm до 850 ppm).

Токсическое воздействие сероводорода при утечке из отверстия 22 мм с концентрацией 100 ppm будет отмечаться на расстоянии до 1421 м от устья скважины, а с концентрацией 650 ppm - на расстоянии 497 м. Из расчета следует, что такая авария будет создавать опасные условия на всем добывающем острове. Но, поскольку добывающий остров планируется эксплуатировать в период пробной эксплуатации без присутствия персонала, а до ближайшей жилой зоны значительно большее расстояние, то опасность для персонала будет создаваться только при стечении обстоятельств, когда авария произойдет в момент присутствия на острове обслуживающего персонала.

При разрыве трубопровода на полное сечение зона с концентрацией в 650 ppm будет создаваться на расстоянии 5780 м от места разрыва, с концентрацией в 100 ppm - на расстоянии 12291 м от места разрыва, а с концентрацией в 30 ppm - на расстоянии 16757 м от места разрыва. Концентрация H_2S 30 ppm характеризуется тем, что угроза жизни населению возникает при экспозиции 8 часов.

Факельный пожар. Моделирование последствий было выполнено для определения величины зоны теплового воздействия, которая представляет собой расстояния от точки утечки до точки с интенсивностью теплового излучения $37,5 \text{ кВт/м}^2$. 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 месторождений Кайран и Актоты не моделировались. Это будет выполнено на следующей стадии проектирования. Но поскольку данные месторождения находятся достаточно близко от морских объектов месторождения Кашаган, то примем 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 ЕРС-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 пробной эксплуатации месторождения Актоты.

Всего в исследовании рассмотрены тридцать три сценария разлива сырой нефти в различных объемах (от 174 до 1 230 000 м³) и дизельного топлива (от 10 до 100 м³).

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 м³ 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 35 589 км² до 67 393 км²). Однако при выполнении данного прогнозирования не принималась в расчет любые мероприятия по предотвращению и реагированию в случае таких сценариев 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 наземной технологической установке

При выбросе технологической среды в случае разгерметизации оборудования, возможны следующие аварийные ситуации:

- выбросы токсичных газов;
- струйный пожар газообразных и/или жидких фракций;
- вспышка газовой смеси;
- пожар пролива;
- взрыв.

Характеристика наиболее опасных из указанных событий приведена в таблице 6.3-1.

Таблица 6.3-1 Прогнозируемые аварийные ситуации на НТУ

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 газовой смеси	Вспышка газовой смеси возникает в результате замедленного воспламенения облака горючего газа в свободной зоне. Последствия вспышки газовой смеси зависят от направления ветра и погодных условий во время выброса. Поскольку вспышки газовой 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 - H_2S ; пожар; взрыв; образование продуктов горения; разлив нефти.

Моделирования факторов физического воздействия, оценки последствий и анализа воздействия было выполнено НКОК Н.В. 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 содержат значительное количество токсичного газа H_2S . В случае внезапного непреднамеренного повреждения оборудования и сооружений может произойти выброс токсичного газа без возгорания.

При аварийных выбросах из резервуаров и емкостей рассмотрены четыре потенциальных размера утечек с диаметрами отверстий: до 7 мм; от 7 до 22 мм; от 22 до 70 мм; от 70 до 150 мм.

В расчете принято, что люди, подвергающиеся токсичному воздействию, находятся на открытом воздухе и не имеют мер защиты от воздействия, которые будут предприняты, если находящиеся в зоне воздействия люди воспользуются укрытиями в зданиях.

Расстояние опасного токсичного воздействия

В следующих таблицах 6.3-2 и 6.3-3 представлены сводные данные по опасным расстояниям для различных уровней токсичного воздействия при различных сценариях аварийных ситуаций. Расстояния, приведенные в первой таблице, применимы при скорости ветра 2 м/с и стабильных погодных условиях (класс стабильности F по Пасквиллю-Гифорду). Это консервативные условия. Во второй таблице представлены расстояния опасного воздействия при скорости ветра 5 м/с и нейтральных условиях стабильности (класс стабильности D по Пасквиллю-Гифорду).

Таблица 6.3-2 Опасные расстояния для различных уровней токсичного воздействия при скорости ветра 2 м/с и стабильных погодных условий

Источник выброса	Размер отверстия	Расстояние токсичного воздействия в метрах			
		Продувка		Отказ продувки	
		DTL ¹	AEGL ²⁻²	DTL	AEGL-2
Ловушка конденсата	22 мм	237	2991	391	3497
	70 мм	633	7703	829	9613
	150 мм	1100	14334	1220	17148
Компрессор газа мгновенного испарения	22 мм	237	2369	420	3830
	70 мм	597	6909	725	8755
	150 мм	1342	12700	1469	14817

Примечание: ¹ - DTL - опасная токсичная нагрузка равная для H_2S 2×10^{12} ppmv⁴ мин,

² - AEGL-2- второй уровень острой токсичности по EPA =27 ppm.

Таблица 6.3-3 Опасные расстояния для различных уровней токсичного воздействия при скорости ветра 5 м/с и умеренных атмосферных условиях

Источник выброса	Размер отверстия	Расстояние токсичного воздействия в метрах			
		Продувка		Отказ продувки	
		DTL ¹	AEGL ²⁻²	DTL	AEGL-2
Ловушка конденсата	22 мм	145	556	172	761
	70 мм	391	1781	408	2017
	150 мм	743	3261	714	3744
Компрессор газа мгновенного испарения	22 мм	154	630	202	910
	70 мм	411	1781	438	2188
	150 мм	789	3433	857	3990
	70 мм	158	600	210	826
	150 мм	294	1149	350	1545

Примечание: ¹ - DTL - опасная токсичная нагрузка равная для H_2S 2×10^{12} ppmv⁴ мин,

² - AEGL-2- уровень острой токсичности по EPA =27 ppm.

По результатам расчетов для скорости ветра 2 м/с, при наихудшем аварийном сценарии с наибольшей степенью повреждения оборудования с соответствующей продолжительностью выброса (25-66 минут), максимальное расстояние на котором возможно превышение опасной токсичной нагрузки DTL, по нормам ОЗТОС, применяемым в Великобритании, составляет 1,3 -1,5 км, расстояние на котором могут достигаться концентрации с воздействием адекватным AEGL⁹-2 (27 ppm), составляет 14,3 – 17,2 км.

Пожары и взрывы

Моделирование аварийных ситуаций было проведено для всех объектов НТУ 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 НТУ 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 H₂S в атмосферном воздухе более 100 ppm может потенциально возникнуть на рассмотренных выше установках. Результаты моделирования взрывоопасной ситуации из расчета концентрации H₂S 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 пределы С33 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 сернистого газа 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

⁹ AEGL- Acute exposure guideline levels – уровень острой токсичности.

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. Существующие меры безопасности на объектах НКОК Н.В.

Компанией разработаны и внедрены внутренние стандарты, обеспечивающие оперативное реагирование и порядок действий в период возникновения аварийных ситуаций на морском комплексе. Организационные процедуры ликвидации аварийных ситуаций составлены с учётом требований законодательства РК и включают 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.

К настоящему времени НКОК Н.В. были выполнены следующие виды предупредительных работ:

- составлен Реестр опасностей;
- проведена оценка риска аварий на объектах, определены степени риска для персонала, населения и природной среды;
- внедрена система инспекций для проверки эффективности организации природоохранных мероприятий;
- разработаны и внедрены все необходимые инструкции и планы действий персонала по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций;
- развешены в необходимых местах соответствующие предупреждающие знаки по технике безопасности;
- подготовлены 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:

- разработана система поощрений в Компании за надлежащее обеспечение безопасности работ;
- проводятся регулярные инструктажи по технике безопасности;
- у персонала, работающего на опасных объектах, имеются необходимые допуски и разрешения на работу;
- проводится 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;
- установлен запрет на употребление алкогольных напитков и наркотиков на рабочих местах.

Инженерная структура НКОК Н.В. 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 относятся системы:

- обнаружения пожара и газа, высокой температуры и дыма (ПиГ);
- система останова (СО - ESD);
- дистанционное управление службой данных (ДУСД - SCADA).

Для предотвращения и снижения вероятности опасных событий проектом также предусмотрена продувка оборудования, противопожарная активная и пассивная защита сооружений.

Система пожара и газа (ПиГ) разработана на основе полностью автоматической, обладающей высокой надежностью и отказоустойчивостью системы процессора в соответствии с ISO 61508. Система запроектирована таким образом, чтобы отказ любого компонента оказывал бы минимальное влияние на функционирование системы.

Система останова (СО) и сброса давления, 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 СО основана на отказоустойчивых логических устройствах управления и способна инициировать соответствующие действия при отказе контуров и/или систем. Логические устройства СО имеют тройную модульную надежность. Для системы СО 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 НКОК Н.В. предусматривается общая интегральная система управления (ИСУ), включающая распределительную систему управления (PCY) и контролирующая все вышеназванные системы (СО, ПиГ, ДУСД).

Для уменьшения риска распространения пожара для технологических установок, зданий, складов и средств инженерного обеспечения, предусмотрено применение пассивной пожарной защиты, противопожарные разрывы при компоновке, активная пожарная защита (АПЗ).

Для питания всех пожарных систем активной защиты предусматривается кольцевая трубопроводная магистраль, распределяющая пожарную воду в зонах где пожарная опасность, исходит от жидких углеводородов. Пожарные водяные системы подкреплены 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 H₂S и т.д.).

Действия экипажей судов и персонала морского комплекса при возникновении аварийных и нештатных ситуаций регламентируются документами Системы Управления Безопасностью Компании 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 морских объектов месторождения Актоты в эксплуатацию 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 разлива;
- 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 Плана ликвидации аварий 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.

В Объектовом плане ЛАРН 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 НКОК Н.В. 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 промышленную практику во время работы морских объектов при обучении сотрудников и соблюдении норм безопасности;
- осуществлять план действий по предотвращению и ликвидации аварийных ситуаций при разливе 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.

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

7.1. Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу

Для снижения воздействия проектируемых работ на атмосферный воздух проектом 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 НТУ, кроме того на станциях мониторинга в зоне возможного влияния НТУ.

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 пробной эксплуатации, 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 добывающем острове;
- сбор дождевых вод на добывающем острове в специальные емкости и вывоз на береговые сооружения для дальнейшей очистки и утилизации;
- запрещение любого сброса 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 (где это возможно), 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:

- отдельные системы канализации для сбора образующихся сточных вод на территории НТУ;
- 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 НТУ 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 НТУ 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 отдельного 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.

8. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ БИОРАЗНООБРАЗИЯ

8.1. Природоохранные меры

Для снижения воздействия проектируемой пробной эксплуатации месторождения Актоты 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 Атыраускую областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;
- участие в проведении профилактических и противозидемических 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, по возможности, 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 разрабатываются Планы действий по сохранению биоразнообразия. В них 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.

9. РЕКОМЕНДУЕМАЯ ПРОГРАММА МОНИТОРИНГА ВОЗДЕЙСТВИЯ

Основной задачей мониторинга в период пробной эксплуатации месторождения Актоты 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 объекты абиотической и биотической среды, которые могут подвергаться непосредственному воздействию в процессе работ и включают контроль за состоянием:

- атмосферного воздуха;
- морской воды;
- донных отложений;
- гидробионтов.

Исследования планируют проводить по 3-м климатическим сезонам на 8 станциях мониторинга, размещенных крестообразно на акватории участка Актоты.

Схема расположения станций приведена на рис. 9.1.

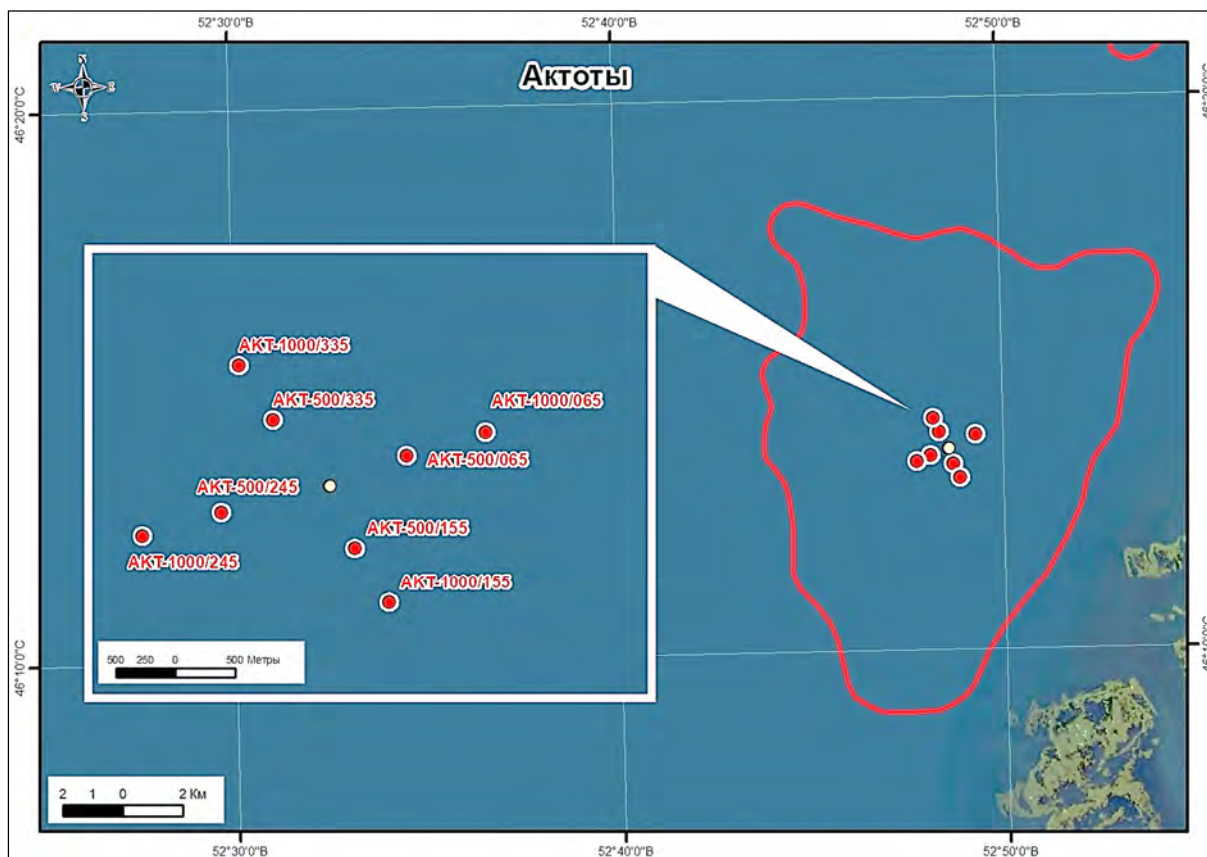


Рисунок 9.1 Схема расположения станций мониторинга острова Актоты

9.1.1. Атмосферный воздух

В рамках мониторинга воздействия наблюдения за атмосферным воздухом предусматриваются наблюдения на 8 станциях.

Контролируемые параметры – направление и скорость ветра, температура воздуха, атмосферное давление, общие метеоусловия (облачность, атмосферные осадки), концентрации SO₂, NO, NO₂, CO, углеводороды C₁-C₅, C₁₂-C₁₉.

Рекомендуемый план-график наблюдений за состоянием атмосферного воздуха представлен в табл. 9.1-1.

Таблица 9.1-1 Контролируемые параметры и периодичность состояния атмосферного воздуха

№ контрольной точки (поста)	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ), раз в сутки	Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
1	2	3	4	5	6
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155 АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	Направление и скорость ветра, температура воздуха, атмосферное давление. SO ₂ , NO, NO ₂ , CO, сероводород, углеводороды C ₁ -C ₅ , C ₆ -C ₁₁ , C ₁₂ -C ₁₉	по 3-м климатическим сезонам	-	Аккредитованная лаборатория	СТ РК 2036-2010 МВИ-4215-002-56591409-2009

Методы проведения мониторинга воздействия

Методы метеорологических и гидрологических наблюдений

Метеорологические наблюдения проводятся на всех станциях отбора проб (*in situ*) параллельно с замером качества атмосферного воздуха. Гидрологические измерения (скорости и направления течений) так же должны проводиться на всех станциях отбора проб. Для проведения метеорологических наблюдений может применяться – измеритель параметров микроклимата «Метеоскоп-М».

Измерения направления и скорости течения воды проводятся в поверхностном и придонном горизонтах, при глубине водного слоя менее 3 м измерения проводятся в одном горизонте 1,5 м от поверхности, а при 0,6 м - исключаются с учетом не репрезентативности показателей.

Методы контроля качества атмосферного воздуха

Контроль качества атмосферного воздуха должны проводиться в соответствии с рекомендациями РД 52.04.186-89 «Руководство по контролю загрязнения атмосферы».

Определение качества атмосферного воздуха выполняется с применением газоанализаторов типа ГАНК-4 или других аналогичных приборов, с учетом требований 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», утвержденными приказом министра энергетики РК от 28.02.2015 г. № 168.

9.1.2. Поверхностные морские воды

Для отслеживания гидрофизических и гидрохимических характеристик морской воды на всех станциях снимаются показатели при помощи зонда для определения качества воды. Наблюдения состояния морских вод позволят оценить последствия проводимых работ на их качество. Контролируемые параметры и периодичность наблюдений при проведении работ представлены в таблице 9.1-2.

Таблица 9.1-2 Контролируемые параметры и периодичность мониторинга морской воды

Станции мониторинга	Контролируемые параметры	ПДК (мг/дм ³)	Периодичность измерений	Метод анализа
Гидрологические параметры				
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155 АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	Определение глубины водного слоя; Определение прозрачности; Направление и скорость морских течений	отсутствуют	по 3-м климатическим сезонам	Экспресс анализ
Гидрофизические исследования				
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155 АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	Определение температуры; Измерение водородного показателя (рН); Определение содержания растворенного кислорода; Определение мутности; Определение общего содержания взвешенных веществ; Определение солености (минерализация); Определение электропроводности	отсутствуют	по 3-м климатическим сезонам	Экспресс анализ
Гидрохимические исследования				
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155 АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	БПК ₅ , 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 40.0 0.08 - - 0.05 - 0,1 - - 0.005 0.05 0.0001 0.01 0.01 0.001 0.05	по 3-м климатическим сезонам	Электрометрия Спектрофотометрия Спектрофотометрия Спектрофотометрия Спектрофотометрия Спектрофотометрия Хроматография Хроматография Спектрофотометрия Спектрофотометрия Атомно-эмиссионная спектрометрия или вольтамперпараметрия

Методы проведения мониторинга воздействия

На глубинах менее 3 м все исследования проводятся на 1-м горизонте (1/2 от общей глубины), а менее 0,6 м не проводятся исходя из не репрезентативности показателей.

Контроль качества морской воды включают в себя следующие виды наблюдений и исследований:

Визуальные наблюдения за состоянием 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.

Замеры гидрофизических и гидрологических параметров:

- определение температуры;
- измерение водородного показателя (рН);
- измерение показателя Eh;
- содержание кислорода;
- определение солености (минерализации);
- определение электропроводности;
- определение прозрачности воды;
- измерение глубины водного слоя;
- определение мутности;
- общему содержанию взвешенных веществ и растворенных веществ;
- определение высоты волн.

Определение гидрохимических показателей по:

- БПК₅;
- ХПК;
- биогенным веществам (соединения азота: NH_4^+ , NO_2^- , NO_3^- , общее содержание азота; общее содержание фосфора);
- общему содержанию взвешенных веществ и растворенных веществ;
- общей концентрации углеводов (ОКУ);
- концентрации СПАВ;
- общему содержанию фенолов;
- концентрациям тяжелых металлов (Al, As, Ba, Cd, Cr, Cu, Fe, Hg, Ni, Pb, V, Zn).

По результатам исследований определяется индекс загрязненности воды.

Методы, гидрологических, гидрофизических и 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 методикам отбора проб, ISO 5667-:2013 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 или батометров: БМ-48, ГР-18 или их аналогов.

Измерение гидрофизических параметров: соленость, температура, мутность, концентрация растворенного кислорода, электропроводность, рН морской воды

выполняется с помощью портативного многопараметрического анализатора типа «HoriBa-53G» непосредственно в толще воды.

Гидрохимические исследования проб морской воды на содержание: биогенов (NO₂, NO₃, NH₄, N общ, и P общ), СПАВ, фенолов, углеводов включая ПАУ, тяжелых металлов, ХПК и БПК₅ проводятся в лабораторных условиях на аналитическом оборудовании, согласно аккредитованных методов.

9.1.3. Донные отложения

Для отслеживания процессов возможного изменения качества и состава донных отложений будет выполняться мониторинг наблюдения за состоянием (качеством) донных отложений, как одного из наиболее надежных индикаторов изменений, происходящих в морской среде при проведении пробной эксплуатации.

Мониторинг донных отложений проводится для определения физико-химических свойств и содержания загрязняющих веществ. Пробы донных отложений отбираются дночерпателями Ван-Вина или Петерсена (на мелководье - Петерсена или трубчатым). Перечень станций мониторинга воздействия, частота наблюдений, контролируемые параметры представлены в таблице 9.1-3.

Таблица 9.1-3 Контролируемые параметры и периодичность мониторинга донных отложений

Станции мониторинга	Контролируемые параметры	ПДК (мг/кг)	Периодичность измерений	Метод анализа
Гидрофизические исследования				
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155 АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	Eh (2-4см) рН, Температура, С, Гранулометрический состав		по 3-м климатическим сезонам	Экспресс анализ Экспресс анализ Экспресс анализ Гравиметрический
Гидрохимические исследования				
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155 АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	ОКУ ПАУ СПАВ (АПАВ) фенолы тяжелые металлы: Al As Ba Cd Cr Cu Fe Hg Ni Pb V Zn	- - - - - - - - - - - - -	по 3-м климатическим сезонам	Хроматография Хроматография Спектрофотометрия Спектрофотометрия Атомно-эмиссионная спектрометрия или вольтамперпараметрия
Микробиология				
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155 АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	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, 1983».

Методы проведения мониторинга воздействия

Отбор проб производится с поверхностного слоя донных отложений (0-2 см).

В пробах определяются:

- гранулометрический состав донных отложений;
- окислительно-восстановительный потенциал (Eh) и температура донных отложений на глубине 1 см и 4 см от поверхности образца;
- общее содержание органического углерода;
- содержание тяжелых металлов (Al, As, Ba, Cd, Cr, Cu, Fe, Hg, Ni, Pb, V, Zn);
- общее содержание фенолов;
- общая концентрация углеводов (ОКУ);
- полициклические ароматические углеводороды (ПАУ).

Микробиологические исследования:

- определение общего числа сапрофитов, актиномицетов и грибов;
- определение нефтеокисляющих микроорганизмов;
- определение биомассы организмов.

Отбор проб (образцов) донных отложений выполняется согласно общим требованиям, установленным в стандартах ISO 5667-19:2013 Качество воды. Часть 19: Руководство по отбору проб морского осадка и ГОСТ (Государственный стандарт СССР) 17.1.5.01-80 «Охрана окружающей среды. Гидросфера. Общие требования к отбору проб донных осадков для оценки степени загрязнения водных объектов».

Отбор образцов донных отложений выполняется с применением дночерпателей типа Ван Вина или аналогичных пробоотборников. Перед отбором образцов и проб проводится полная очистка всего пробоотборного оборудования.

Отбор проб для микробиологического анализа производится согласно Руководству по методам гидробиологического анализа..., 1983. Для упаковки образцов донных отложений для микробиологического анализа используется стерильная одноразовая посуда (стекло или ПВХ) или пакеты из пищевого полиэтилена с застежкой ZipLoc, а также инструменты для отбора образцов из нержавеющей стали, не влияющих на жизнедеятельность микроорганизмов.

Исследуемые микробиологические показатели:

- определение общего числа сапрофитов, актиномицетов и грибов;
- определение нефтеокисляющих микроорганизмов;
- определение биомассы организмов.

9.1.4. Морская биота (фитопланктон, зоопланктон, бентос, водная растительность, ихтиофауна)

При проведении работ в период пробной эксплуатации месторождения Актоты предусматриваются наблюдения за состоянием морской биоты (фитопланктон, зоопланктон, бентос, водная растительность, ихтиофауна).

Перечень станций мониторинга воздействия, частота наблюдений, контролируемые параметры представлены в таблице 9.1-4.

Таблица 9.1-4 Контролируемые параметры и периодичность мониторинга морской биоты

Точки отбора проб	Замеряемые параметры	Периодичность измерений
Фитопланктон, зоопланктон, ихтиопланктон		
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155	Видовой состав; общая численность клеток фитопланктона; общее количество экземпляров зоопланктона; общая биомасса; состав доминантов; численность и биомасса основных групп и видов;	по 3-м климатическим сезонам

Точки отбора проб	Замеряемые параметры	Периодичность измерений
АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	уровень сапробности по фитопланктону. Ихтиопланктон: видовой состав, общая численность, общая биомасса, биомасса и численность основных групп и видов	
Бентос		
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155 АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	Видовой состав, общая численность, общая биомасса, биомасса и численность основных групп и видов, доминирующие виды и группы по численности и биомассе	по 3-м климатическим сезонам
Водная растительность		
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155 АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	Флористический состав и структура сообществ, обилие и проективное покрытие видов в %, степень трансформации растительности	по 3-м климатическим сезонам
Ихтиофауна*		
АКТ-1000/155, АКТ-1000/335	Видовой состав рыб и его распределение в районе исследований; 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

*Примечание: * при условии возможности постановки сетей или облова тралами с учетом глубин*

Методы проведения мониторинга воздействия

Отбор образцов фитопланктона, зоопланктона и бентоса проводится в соответствии с гидробиологическими методиками, 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: Руководство по методикам отбора проб и ИСО 5667-3 - 2012 – Качество воды. Часть 3. Руководство по консервации и обращению с пробами воды.

Исследуемые показатели фитопланктона:

- таксономический состав, число и список видов;
- общая численность клеток;
- общая биомасса.

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. Обработка отобранных образцов фитопланктона производится в стационарной лаборатории.

Исследуемые показатели зоопланктона:

- таксономический состав, число и список видов;
- общая численность организмов;
- общая биомасса.

Отбор проб зоопланктона производится методом вертикального тралового облова по всему водному слою от дна до поверхности воды.

Сбор планктонных животных производится планктонной сетью Джели с ситом №70, путем тотального процеживания воды от дна до поверхности, в двукратной повторности. Обработка отобранных образцов зоопланктона производится в стационарной лаборатории.

Исследуемые показатели бентоса:

- таксономический состав, число и список видов;
- общая численность клеток;
- общая биомасса.

Образец для отмучивания бентоса отбираются дночерпателем Ван Вина или его аналогами. Обработка отобранных образцов бентоса производится в стационарной лаборатории.

Исследуемые показатели водной растительности:

- флористический состав и структура фитоценозов;
- процентное распространение видов в сообществе;
- проективное покрытие морского дна растительностью (%);
- степень трансформации растительности.

Образцы растительности отбираются из образцов, отобранных дночерпателем или из траловых уловов бимтрала.

Исследуемые ихтиологические показатели:

- улов на усилие по видам рыб и орудиям лова;
- определение видового состава и распределения нектонного сообщества рыб в районе исследований;
- выделение индикаторных видов рыб, постоянно обитающих в районе исследования и мигрирующих через этот район;
- установление наличия ценных промысловых и редких видов рыб;
- определение индивидуальных биологических показателей ихтиофауны: 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.

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.

Биологические исследования ихтиофауны проводится по показателям и методикам, принятым в РК.

9.1.5. Орнитофауна и тюлени

При мониторинге *орнитофауны* основное внимание должно уделяться многочисленным, регулярно встречающимся видам птиц и видам, обладающим индикаторными свойствам и особо чувствительным к состоянию среды видам (редким, уязвимым находящимся под угрозой исчезновения).

Регистрируемые параметры: видовой состав, численность, размещение, характер пребывания и особенности размещения на исследуемой территории, сезонная и многолетняя динамика этих показателей.

При проведении исследований выделяются наиболее чувствительные для птиц участки и зоны, на которых должны внедряться особые меры по снижению возможного негативного воздействия.

Станции мониторинга воздействия, частота наблюдений, контролируемые параметры представлены в таблице 9.1-5.

Таблица 9.1-5 Контролируемые параметры и периодичность мониторинга орнитофауны и тюленей

Точки наблюдений	Замеряемые параметры	Периодичность измерений
Орнитофауна		
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155 АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	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
Тюлени		
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155 АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	Численность и встречаемость, характер пребывания и особенности размещения на контролируемой территории	по 3-м климатическим сезонам

Методы проведения мониторинга воздействия

По орнитофауне определяются:

- виды и численность птиц;
- характер пребывания и особенности размещения на исследуемой территории;
- пути миграции и условия обитания популяций птиц.

По териофауне определяются:

- численность;
- характер пребывания и особенности размещения на контролируемой территории;
- сезонная динамика этих показателей под воздействием природных и антропогенных (техногенных) факторов.

Дополнительно на маршрутах судов, выполняющих экологический контроль, отмечаются места расположения тюленей с помощью GPS, их количество, характер пребывания и поведение, проведение фото-видео съемки с на местах с высокой концентрации тюленей.

Учет производится с борта судна 1-2 наблюдателями. Ширина учетной полосы варьирует от 50 м для мелких животных до 250 м – для крупных. Данные учета в последующем пересчитываются на 1 или 10 км маршрута.

9.2. Сухопутные исследования

Мониторинг воздействия осуществляется для определения состояния окружающей среды в зоне воздействия, а именно в месте дислокации наземной технологической установки (НТУ).

Комплекс исследований охватывает объекты абиотической и биотической среды на территории НТУ, которые могут подвергаться непосредственному воздействию в процессе работ и включают контроль за состоянием:

- атмосферного воздуха;
- растительного покрова;
- почвенного покрова;
- животного мира.

Исследования планируют проводить по 4-м кварталам с учетом планируемых работ.

Схема расположения станций мониторинга на участке расположения НТУ приведена на рис. 9.2.

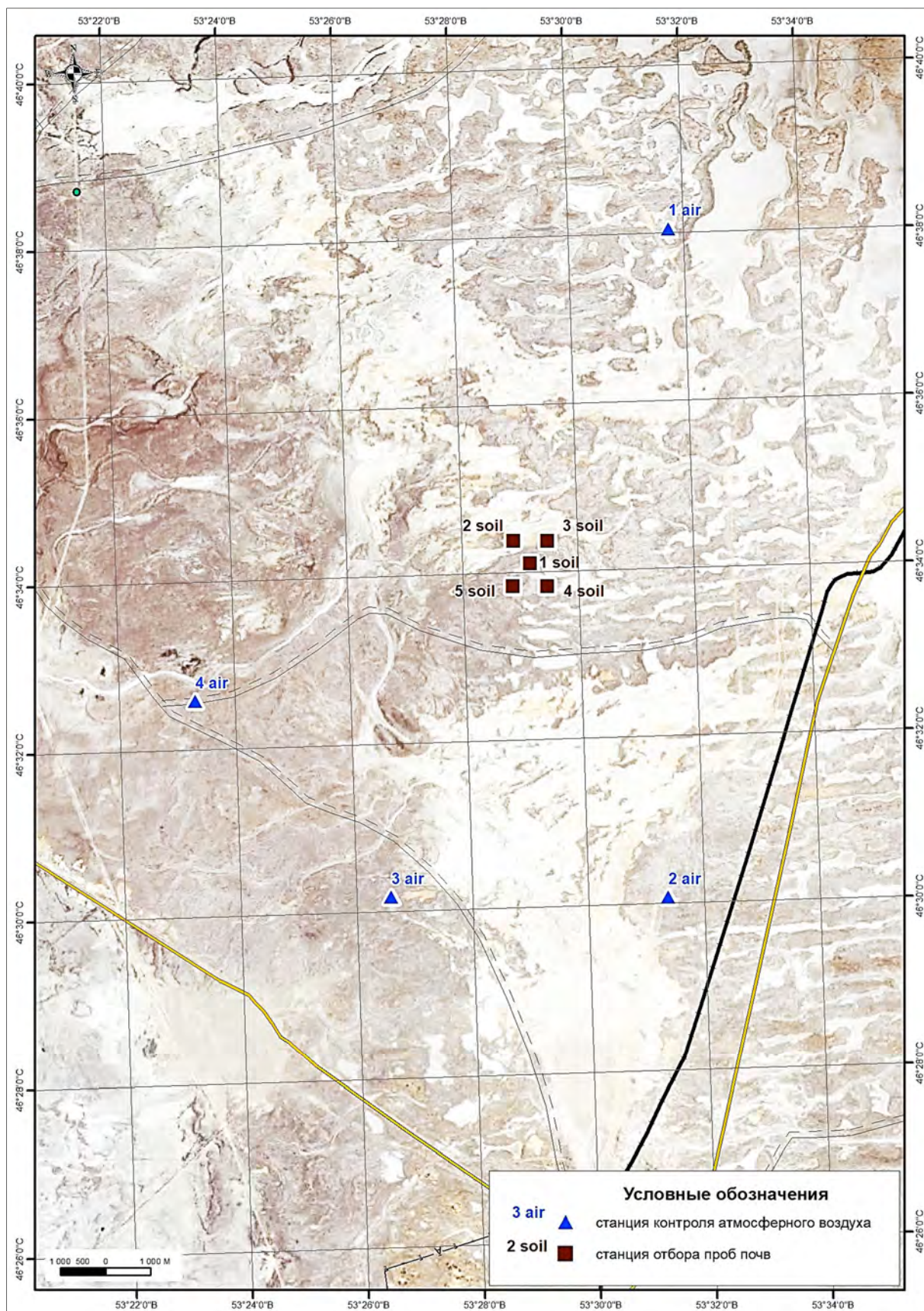


Рисунок 9.2 Схема расположения станций мониторинга на участке расположения наземной технологической установки

9.2.1. Атмосферный воздух

Контроль загрязнения атмосферного воздуха территории НТУ выполняется на границе предполагаемой санитарно-защитной зоны с удалением (по радиусу) от производственной площадки НТУ - 8 км, на схеме (рис. 9.2) станции контроля качества атмосферного воздуха обозначены условно.

Станции наблюдения располагаются на радиусной линии в следующем порядке:

- 3 станции с ветреной стороны с угловым расстоянием между станциями по сектору 45°;
- 1 станция с подветренной стороны для фоновых показаний.

Рекомендуемый план-график наблюдений за состоянием атмосферного воздуха представлен в таблице 9.2-1.

Таблица 9.2-1 Контролируемые параметры и периодичность состояния атмосферного воздуха

№ контрольной точки (поста)	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ), раз в сутки	Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
1	2	3	4	5	6
1А (air- фон) 2А (air) 3А (air) 4А (air)	Направление и скорость ветра, температура воздуха, атмосферное давление. SO ₂ , NO, NO ₂ , CO, сероводород, углеводороды C ₁ -C ₅ , C ₆ -C ₁₁ , C ₁₂ -C ₁₉	1 раз в квартал	-	Аккредитованная лаборатория	СТ РК 2036-2010 МВИ-4215-002-56591409-2009

Методы контроля атмосферного воздуха

Контроль качества атмосферного воздуха проводится в соответствии с РД 52.04.186-89 «Руководство по контролю загрязнения атмосферы».

При проведении замеров качества атмосферного воздуха параллельно проводятся метеорологические замеры за:

- температурой атмосферного воздуха;
- атмосферного давления;
- влажности воздуха;
- скорости ветра,

Замеры проводятся с применением измерителя параметров микроклимата «Метеоскоп-М» или его аналогов, направление ветра определяется с применением GPS.

Определение качества атмосферного воздуха выполняется с применением газоанализаторов типа ГАНК-4 или других аналогичных приборов, с учетом требований 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», утвержденными приказом министра энергетики РК от 28.02.2015 г. № 168.

9.2.2. Растительный покров

Наблюдения за состоянием растительности выполняются по пешим маршрутам в соответствии с утвержденными методиками.

При проведении наблюдений учитываются:

- пространственное распределение растительных сообществ в зависимости от экологических условий местообитаний;
- флористический состав сообществ;
- структура фитоценозов;
- обилие и пространственное размещение видов;
- проективное покрытие растительностью;
- жизненное состояние растений и фенологические фазы развития;
- состояние растительных популяций.

Особое внимание уделяется обнаружению и определению редких и охраняемых видов растений.

В процессе исследований собирается гербарий, который используют на лабораторном этапе для уточнения определения видов.

Методы проведения исследований растительного покрова

Исследования растительного покрова проводятся на основании метода, рекомендуемого в ПР РК 52.5.06-03 «Правила по экологическому мониторингу».

Основное внимание в месте перспективного расположения НТУ уделяется исследованию условий произрастания растительности с учетом возможного влияния различных ограничивающих факторов, а также в естественной среде на сопредельных территориях.

Исследование растительности производится путем определения видового состава и структуры растительных сообществ, состояние популяций, слагающих растительные сообщества.

Описание видовой таксономии растительности выполняется по определителям растений.

9.2.3. Почвы

Оценка состояния почвенного покрова осуществляться по основным критериям:

- зонирование территории по таксономическому распределению почв естественных ландшафтов;
- оценка распределения на территории участков валовых и подвижных форм тяжелых металлов, а также содержание общих углеводов (ОКУ);
- оценка масштабов и интенсивности антропогенной нарушенности почвенного покрова и связанного с этим химического загрязнения;
- изучение распределения химических элементов в различных ландшафтно-геохимических условиях.

Ландшафтное зонирование проводится с применением метода дешифрирования космоснимков с выделением родов и видов почв, при необходимости разновидностей и разрядов.

Для определения основных геохимических и физико-химических свойств почв по таксономическим характеристикам, а также для оценки их устойчивости к антропогенному воздействию проводится отбор образцов почв.

Перечень станций мониторинга воздействия, частота наблюдений, контролируемые параметры представлены в таблице 9.2-2.

Таблица 9.2-2 Контролируемые параметры и периодичность мониторинга почв

Станции мониторинга	Контролируемые параметры	ПДК (мг/кг)	Периодичность измерений	Метод анализа
Гидрофизические исследования				
1S 2S 3S 4S	pH Гранулометрический состав	- -	1 раз в год (лето)	Экспресс анализ Гравиметрический
Гидрохимические исследования				
1S 2S 3S 4S	ОКУ тяжелые металлы: Al As Ba Cd Cr Cu Fe Hg Ni Pb V Zn	100 - 2.0 - - 0.05 3.0* - 2.1 4.0 32.0 150.0 23*	1 раз в год (лето)	Хроматография Атомно-эмиссионная спектрометрия или вольтамперпараметрия

Примечание: * для подвижных форм металлов

Методы проведения исследований почвенного покрова

Исследования основываются на отборе отбор почвенного субстрата для анализа распределения концентраций химических элементов на территории НТУ на содержание в почвах:

- валовых форм тяжелых металлов (As, Cd, Cr, Cu, Fe, Hg, Ni, Pb, Co, Mn, Zn) и подвижных форм тяжелых металлов (Cu, Pb, Zn);
- общего содержания углеводов (ОКУ) на нефтезагрязнённых участках (при их наличии).

Отбор почвенных образцов для апробации выполняется в соответствии с ГОСТ 17.4.3.01-83 «Общие требования по отбору проб почвы» и ГОСТ 17.4.4.02-84 «Методы отбора и подготовки проб почвы».

Помимо изучения загрязнения почв валовыми формами тяжелых металлов, в геохимических пробах определяются концентрации по ряду металлов подвижных форм.

9.2.4. Животный мир

Наблюдения за представителями фауны включают проходку по пешим маршрутам, пересекающих комплексные точки наблюдений, с целью регистрации видов в пределах видимости и с помощью бинокля, по стандартным общепринятым методикам.

При проведении наблюдении определяется:

- видовой и количественный составы представителей животного мира;
- определение мест массовых скоплений;
- миграционные пути, состояние популяций;
- оценка современных условий обитания;

– выделение ключевых и индикаторных видов.

Комплексные наблюдения за животным миром проводятся параллельно с другими видами полевых экологических исследований.

Методы проведения исследований за животным миром

Исследование проектных территорий выполнялось согласно Пр. № 191 КЛОХ МСХ РК от 23.08.2005 года «Методические рекомендации для проведения учета отдельных видов диких животных» и ПР РК 52.5.06-03 «Правила по экологическому мониторингу» основывалось на условном маршрутном учёте (за условный день) количественного и таксономического состава животных, птиц, пресмыкающихся, земноводных и беспозвоночных.

Маршрутные учеты при обследовании территории проводятся в пешем порядке. По мелким животным, пресмыкающимся, земноводным и насекомым наблюдения осуществляются в полосе шириной от 2 до 30 м, по крупным животным до 200 м, по птицам до 500 м. В дополнение к прямому учету млекопитающих проводится регистрация следов их жизнедеятельности (помет и пр.).

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 сырого 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.

КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

1. Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности

Месторождение Актоты расположено в казахстанском секторе Каспийского моря, на контрактной территории СРПСК. Месторождение расположено приблизительно в 50 км восточнее месторождения Кашаган, в 110 км от г. Атырау и в 30 км от побережья северной части Каспийского моря. Местоположение месторождения Актоты показано на рис. 1.1.

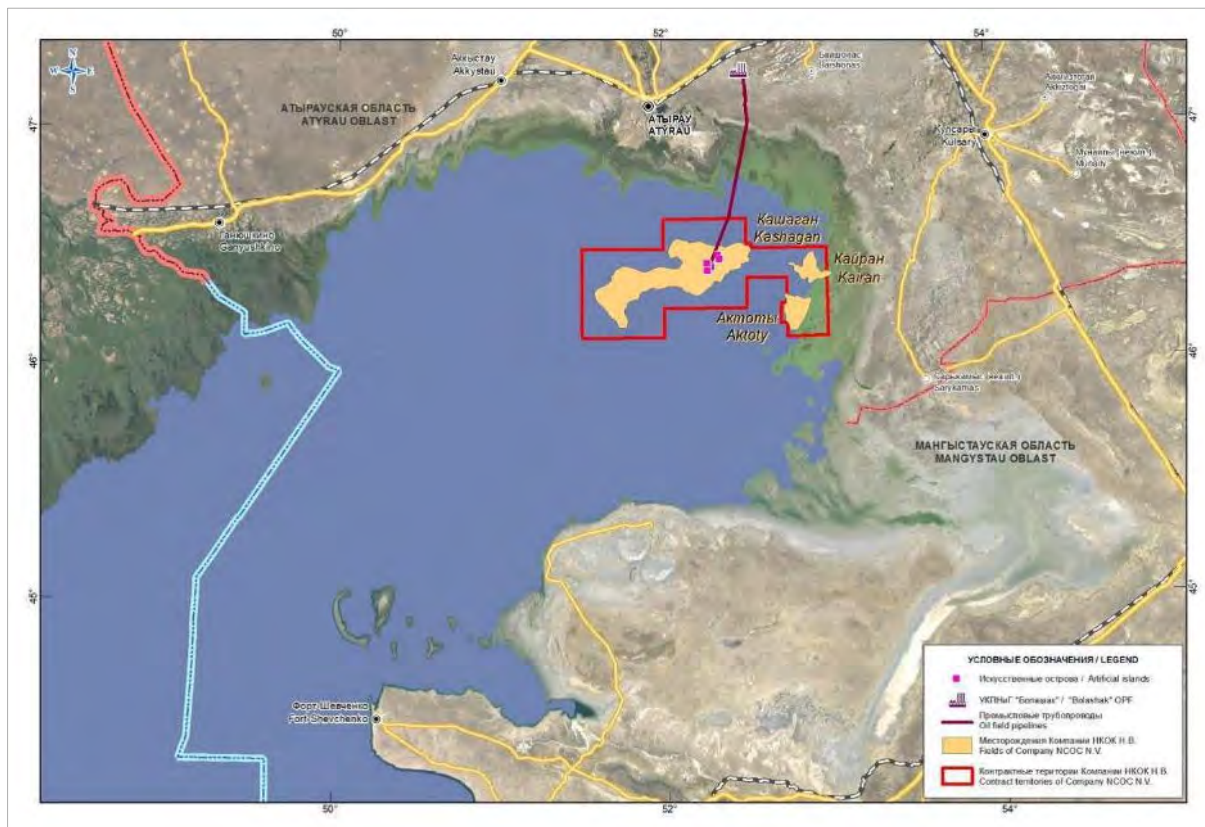


Рисунок 1.1 Обзорная карта расположения месторождения Актоты

Координаты блока, на котором находится месторождение Актоты приведены в таблице 1-1, а местоположение блока, а также граница контура нефтеносности показаны на рисунке 1.2.

Таблица 1-1 Координаты блока Актоты

Угловые точки	Название блока	Координаты угловых точек	
		Северная широта	Восточная долгота
1	K-VII-12-b + K-VII-16-a (Актоты)	46° 22' 30" N	52° 45' 00" E
2		46° 22' 30" N	53° 00' 00" E
3		46° 07' 30" N	53° 00' 00" E
4		46° 07' 30" N	52° 45' 00" E
5		46° 11' 00" N	52° 45' 00" E
6		46° 11' 00" N	52° 43' 00" E
7		46° 16' 00" N	52° 43' 00" E
8		46° 16' 00" N	52° 45' 00" E

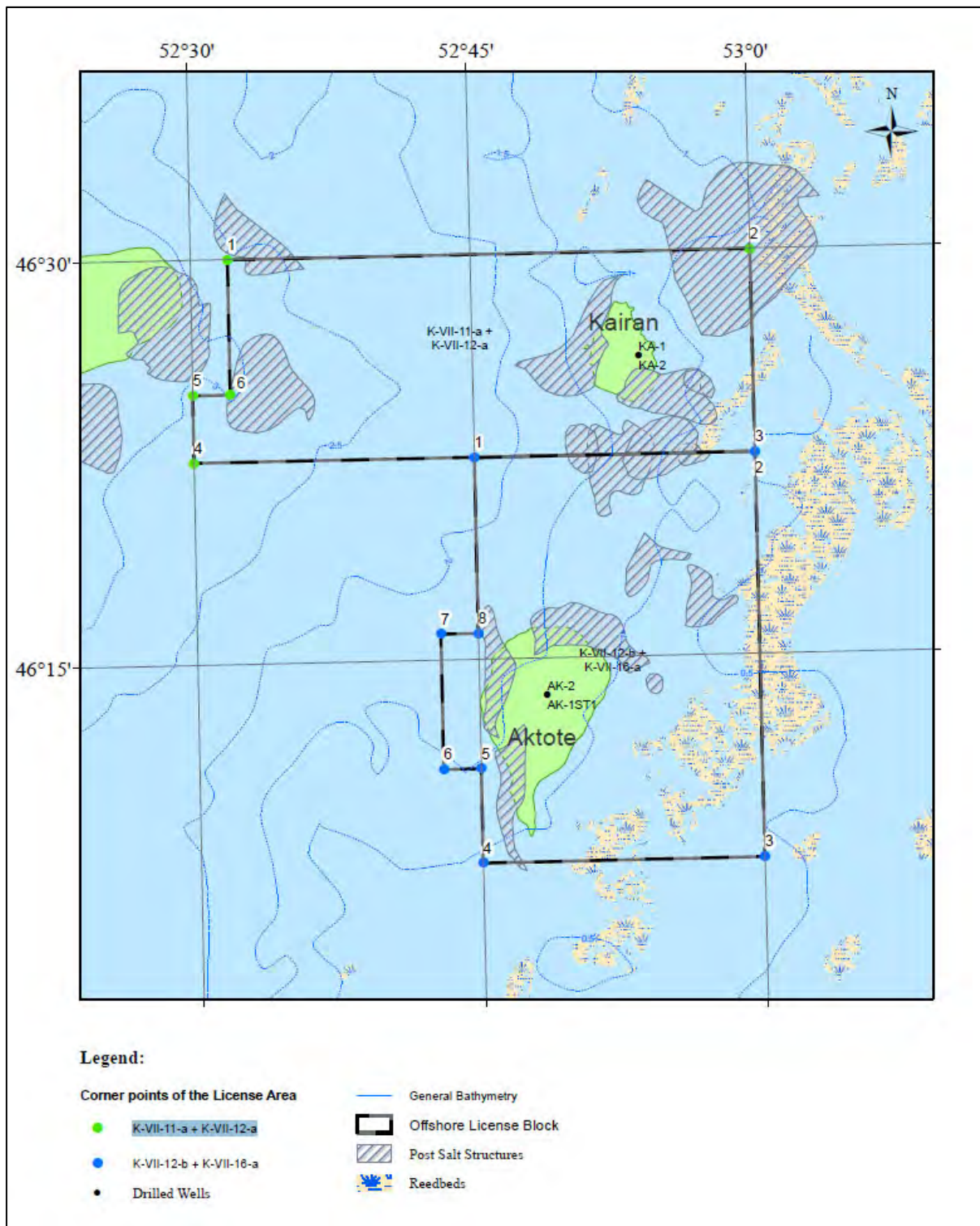


Рисунок 1.2 Местоположение контрактной территории Актоты

2. Описание затрагиваемой территории

Месторождение Актоты находится в Атырауской области. Территория Атырауской области составляет 118 631 км². Область представлена 2 городами, 153 селами в составе 7 районов, 68 сельскими администрациями.

Наземную технологическую установку (НТУ) планируется разместить на территории Жылыойского района Атырауской области. Территория района равна 29,4 тыс. км². В Жылыойском районе (на 1 января 2022 г.) находится 1 город, 9 сел, 6 сельских администраций. Административный центр - город Кульсары.

2.1. Численность населения и демографическая обстановка

Численность населения Атырауской области на 1 января 2022г. составила 668,2 тыс. человек, в том числе городского – 363,1 тыс. человек (54,3%), сельского – 305,1 тыс. человек (45,7%). По сравнению с 1 январем 2021г. численность населения увеличилась на 11,1 тыс. человек или на 1,7%. Естественный прирост населения за этот период составил 13,6 тыс. человек.

В январе-декабре 2021 г. по сравнению с январем-декабром 2020 г. число прибывших в Атыраускую область уменьшилось на 9,9%, выбывших из Атырауской области на 4,7%.

Основной миграционный обмен по внешней миграции происходит с государствами СНГ. Доля прибывших из стран СНГ и выбывших в эти страны составила 86,5% и 82,7% соответственно.

По численности мигрантов, переезжающих в пределах области, сложилось отрицательное сальдо миграции на 2548 человек.

Численность населения Жылыойского района на 1 января 2022г. составила 84,9 тыс. человек.

2.2. Существующие особо охраняемые природные территории (ООПТ)

На территории Атырауской области имеется несколько ООПТ (рисунок 2.2.1), созданных Постановлениями Правительства Республики Казахстан:

- Государственная заповедная зона северной части Каспийского моря.
- Новинский государственный заказник.
- Государственный природный резерват «Акжайык».

В состав государственной заповедной зоны северной части Каспийского моря входят:

- Акватория и пойма реки Жайык (Урал) (от разветвления реки Жайык (Урал) на рукава Золотой и Яицкий до устья реки Барбастау).
- Дельта реки Жайык (Урал) (от разветвления на эти же рукава) и восточная часть дельты реки Волги (в границах Казахстана).
- Акватория восточной части Северного Каспия, ограниченная с запада прямой линией от точки на побережье, находящейся на окончании сухопутной границы России и Казахстана, до точки с координатами 44°12' с.ш. и 49°24' в.д., с юга – прямой линией, проходящей от точки с вышеуказанными координатами до мыса Тупкараган (Тюб-Караган).

Здесь распространены ландшафты приморских песчаных и солончаковых равнин с тростниково-солянковой растительностью, песчаные острова и косы, недавно освободившиеся из-под моря, часть дельтовых ландшафтов Волги и Урала (Жайыка). Густые тростниковые заросли создают благоприятные условия для гнездования водоплавающих птиц.

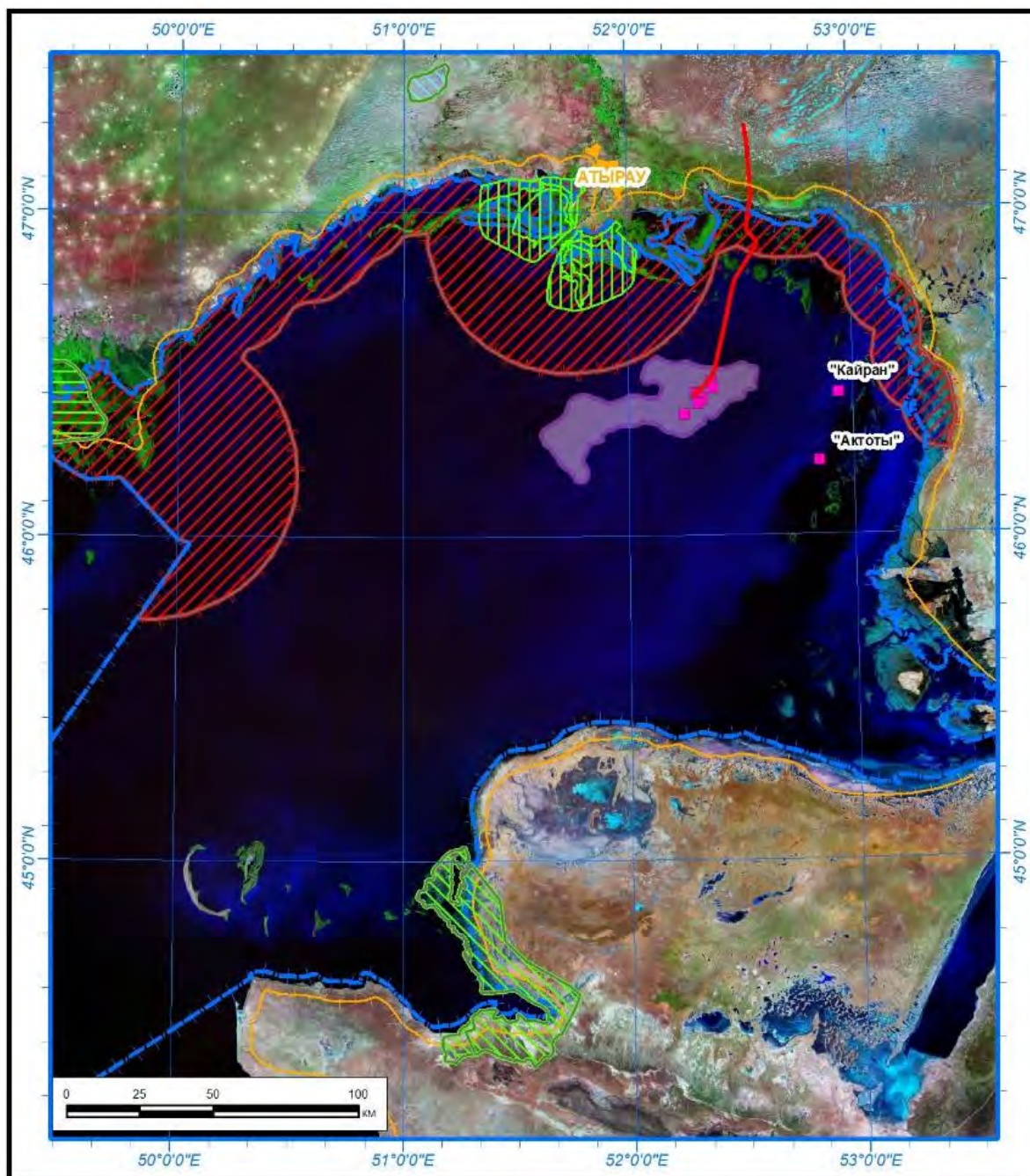
Новинский государственный заказник площадью 45,0 тыс. га, основан в 1967 году на одноименных островах и водной акватории для охраны водно-болотных угодий восточной части дельты Волги на границе Казахстана и России.

В заказнике охраняются редкие виды растений: водяной орех, лотос орехоносный, дрема астраханская, кувшинка белая, а также представители животного мира: выхухоль, речной бобр, длинноиглый еж, 27 видов птиц (розовый и кудрявый пеликаны, фламинго, лебедь кликун, малая белая цапля, желтая цапля, колпица, белоглазая чернеть и др.

Государственный природный резерват «Акжайык» расположен на территории г. Атырау и Махамбетского района Атырауской области. Общая площадь 111500 га, из них на землях Махамбетского района – 57595 га, на землях г. Атырау – 53905 га.

В дельте реки Жайык (Урал) и на прилегающем побережье моря зарегистрировано 292 вида птиц. В список МСОП и в Красную книгу РК занесено 26 видов птиц. Общее количество птиц в период миграций, по экспертным оценкам, достигает 3 млн. особей.

На территории резервата обитает 76 видов из зарегистрированных для Каспийского моря 126 видов и подвидов рыб и круглоротых, относящихся к 17 семействам. Главенствующее положение среди них занимают карповые рыбы – 42 вида и подвида, далее следуют бычковые – 32-35 и сельдевые рыбы – 18 видов и подвида. Все другие семейства, включая осетровых, представлены не более чем 1-7 видами. Основными промысловыми видами в настоящее время являются вобла, лещ, сазан, судак, жерех, сом.



Условные обозначения

- | | |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none">  Участки с ограниченным режимом осуществления деятельности в государственной заповедной зоне Каспийского моря (ст. 269 Экологического кодекса РК, 2021 г.)  Граница предохранительной зоны (ст. 154 Кодекса РК «О недрах и недропользовании»)  Граница государственной заповедной зоны в северной части Каспийского моря | <p>Существующие особо охраняемые природные территории РК</p> <ul style="list-style-type: none">  Водоем особого государственного значения - озеро Жалтырколь  Государственный природный резерват «Акжайык»  Новинский государственный природный заказник  Актау-Бузачинский государственный природный заказник |
| <p>Объекты Компании</p> <ul style="list-style-type: none">  Искусственные острова  Промысловые трубопроводы ОПР  Границы месторождения Кашаган | |

Рисунок 2.2.1 Особо охраняемые природные территории

3. Наименование инициатора намечаемой деятельности

Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.
Филиал в Республике Казахстан
БИН 000241000874,
060002 г. Атырау, ул. Смагулова, 1
Тел: +7 7122 923300,
Руководитель - Лазар Оливье Мари.

4. Краткое описание намечаемой деятельности

С целью уточнения имеющейся и получения дополнительной информации о геолого-промысловых характеристиках пласта, комплексного геолого-геофизического и гидродинамического исследования скважин намечается пробная эксплуатация месторождения Актоты.

Компанией рассмотрено две концепции (10.0 и 2.0) пробной эксплуатации газоконденсатного месторождения Актоты, отличающихся количеством скважин к бурению, наземным строительством и обустройством, которое в свою очередь связано с конечной точкой поставки и приема добываемых углеводородов.

Две концепции были выбраны для того, чтобы представить потенциальные возможности освоения, для подтверждения которых потребуются дополнительная информация по продолжительным гидродинамическим и другим исследованиям скважин, которую планируется собрать в процессе реализации пробной эксплуатации.

По результатам предварительной оценки различных концепций в качестве основной (рекомендуемой) концепции дальнейшего освоения месторождения Актоты выбрана Концепция 10 (вариант 1). Концепция 2.0 (вариант 2) выбрана в качестве альтернативного варианта.

Вариант 1 (концепция 10.0)

Пробную эксплуатацию месторождения Актоты планируется начать в 2051 году, продолжительностью 3 года. Предусматривается совместная разработка месторождений Актоты, Кайран и Кашаган. Добыча продукции на месторождении Актоты будет осуществляться из 5-ти новых скважин в режиме естественного истощения. Флюиды с месторождения Актоты будут перерабатываться на существующей наземной технологической установке (НТУ), где перерабатываются флюиды с месторождений Кайран и Кашаган.

Скважинная продукция месторождения Актоты транспортируется по отдельному многофазному трубопроводу в шламоуловитель под давлением около 55 атм. на наземном комплексе, где осуществляется разделение на высокосернистый газ и жидкую фазу (нефть и воду). Жидкая фаза нагревается и подается в 3-х фазные сепараторы среднего давления (СД), где разделяется на нефть, газ и воду. Далее осуществляется осушка, обессоливание, стабилизация нефти с учетом требуемого давления насыщенных паров, демеркаптаннизация, после чего нефть отправляют в резервуары хранения и на экспорт по магистральному нефтепроводу.

Газ из сепараторов СД и входных газожидкостных сепараторов, газы, отходящие из стабилизационной колонны, кислый газ из отпарных колонн и других установок низкого давления компримируется в компрессорах газа мгновенного испарения и подается на установку осушки ТЭГ. После осушки сухой сернистый газ поступает на установку регулирования точки росы углеводородов для выделения конденсата с учетом требований на входе компрессора закачки газа.

Весь сухой сернистый газ подается в бустерные компрессоры, откуда он направляется в компрессоры закачки сырого газа (ЗСГ) Кашагана.

Пластовые воды очищаются от сероводорода и нефтепродуктов и направляются по трубопроводу сточной воды в пруды-испарители.

Общая схема пробной эксплуатации месторождений Актоты, Кайран и Кашаган приведена на рис. 4.1.

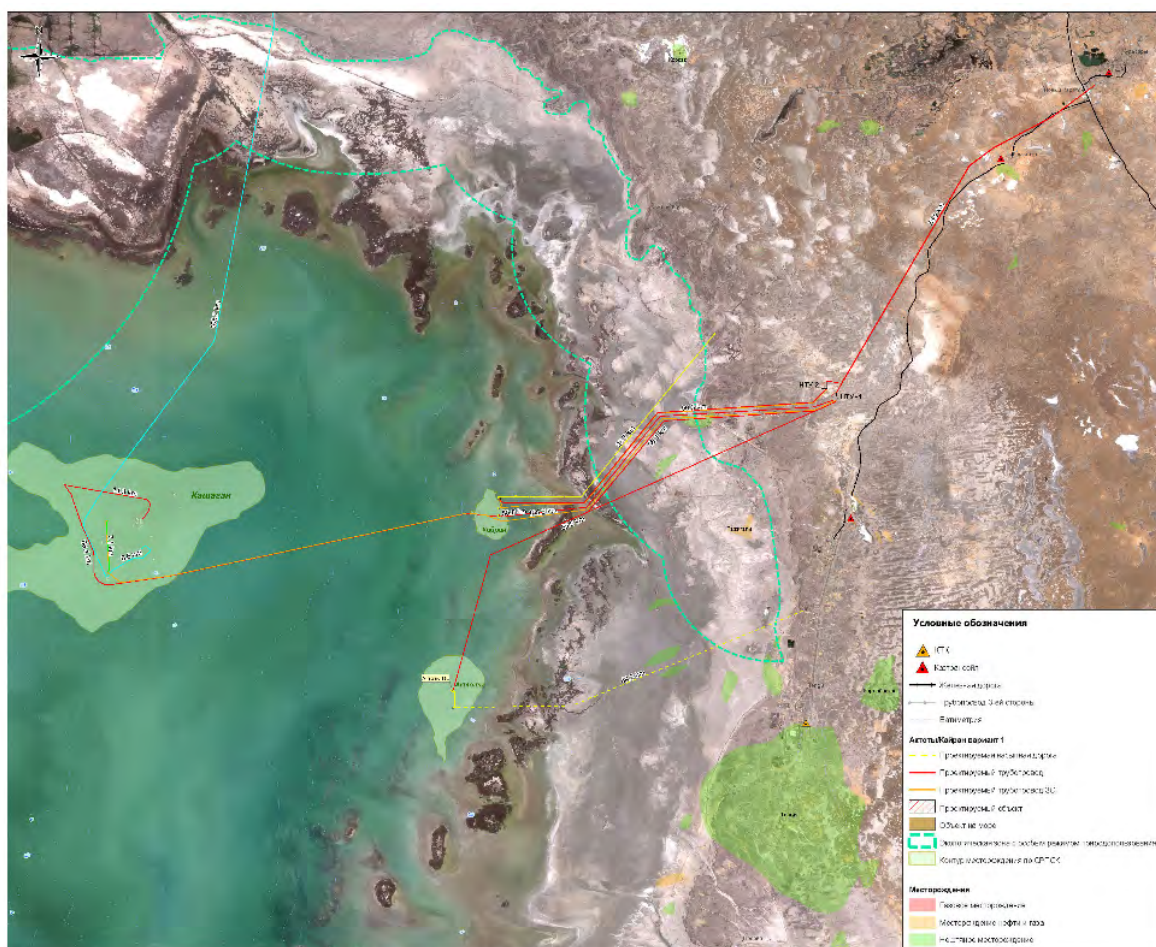


Рисунок 4.1 Общая схема месторождений Актоты, Кайран и Кашаган

Предполагаемые объемы добычи газа и конденсата на срок пробной эксплуатации месторождения Актоты приводятся в таблице 4-1.

Таблица 4-1 Планируемая добыча продукции на месторождении Актоты в период совместной эксплуатации

Годы	Добыча конденсата			Добыча газа			Сырой газ для закачки		
	тыс.бар./сут	тыс. бар/год	тыс. тонн/год	тыс.ст. куб.фут/сут	млн.ст. куб.фут/год	млн.ст. м³/год	тыс.ст. куб.фут/сут	млн.ст. куб.фут/год	млн.ст. м³/год
2051	31	11478	1456.6	273548	99846	2872.0	273548	99846	2872.0
2052	34	12462	1581.6	296194	108408	3118.3	296194	108408	3118.3
2053	36	13141	1667.7	313178	114310	3288.1	313178	114310	3288.1

Ориентировочные параметры трубопроводов, по которым будет транспортироваться добываемый флюид, топливный газ и вода показаны в таблице 4-2.

Таблица 4-2 Ориентировочные параметры трубопроводов, которые будут использоваться при пробной эксплуатации месторождения Актоты

Вариант	Тип трубопровода	Длина, м	Диаметр, дюймы
1	Мультифазный трубопровод DC-01 - НТУ	69500	26
	Газопровод для ЗСГ НТУ-ЗСГ Кашаган	103600	26
	Газопровод топливного газа установка 3-ей стороны -НТУ	2000	8
	Газопровод топливного газа НТУ - DC01	69500	4.5
	Нефтепровод НТУ (резервуарный парк) – магистральный нефтепровод	55300	20
	Водовод от КТО до НТУ	55300	8

Для поддержания стабильного технологического режима работы DC-01 предусмотрена транспортная инфраструктура со следующими материальными и техническими средствами:

- метанол по реагентопроводам;
- химреагенты для закачки в скважины, магистральные линейные трубопроводы;
- инертный газ;
- дизельное топливо;
- промывочная жидкость для открытых дренажных систем;
- магистральный силовой кабель с оптоволоконном.

4.1. Краткое описание возможных рациональных вариантов осуществления намечаемой деятельности

В качестве альтернативного варианта рассматривалась самостоятельная пробная эксплуатация месторождения Актоты (концепция 2.0).

Вариант 2 (концепция 2.0).

Начало пробной эксплуатации – с 2036 года, завершение – 2038 год.

Для данного варианта планировалось пробурить 11 скважин с двух искусственных островов DC-01 и DC-02 и построить наземную технологическую установки подготовки нефти и газа проектной мощностью по нефти 94 тыс. бар/сут, по газу 726 млн. ст. куб. фут/сут, по сере 7000 тонн в сутки.

Общая схема самостоятельной эксплуатации месторождения Актоты приведена на рис. 4.2.

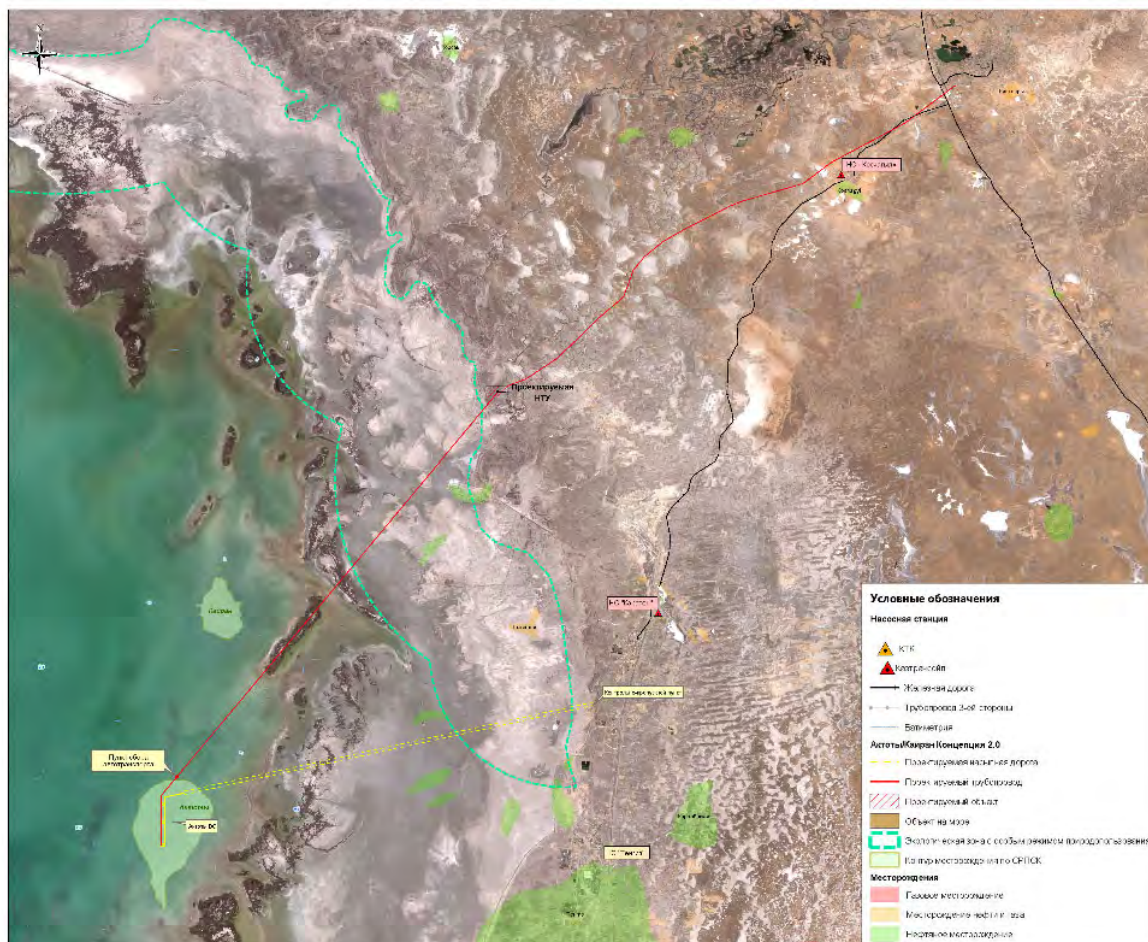


Рисунок 4.2 Общая схема самостоятельной эксплуатации месторождения Актоты

Предполагаемые объемы добычи газа и конденсата на срок пробной эксплуатации месторождения Актоты приводятся в таблице 4-3.

Таблица 4-3 Ожидаемые технологические показатели газа и конденсата на период самостоятельной пробной эксплуатации

Годы	Фонд скважин, ед.	Добыча газа, млрд.м ³	Накопленная добыча газа, млрд.м ³	Добыча конденсата, млн.т.	Накопленная добыча конденсата, млн.т.
2036	11	7,418	7,418	3,762	3,762
2037	11	7,398	14,816	3,752	7,514
2038	11	7,398	22,214	3,752	11,266

Источником водоснабжения ожидается магистральный водовод Астрахань – Мангышлак. Выработка электроэнергии на нужды НТУ и DC-01 и DC-02 предполагается собственными газотурбинными установками. Доставка химреагентов будет осуществляться ж/д транспортом.

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 пробной эксплуатации месторождения Актоты 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, компрессоры, 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 пробной эксплуатации месторождения Актоты 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

Почвы. Основными факторами негативного воздействия на почвенный покров прилегающих территорий при эксплуатации НТУ являются возможное загрязнение почв выбросами в атмосферу, сточными водами, твердыми отходами. Прямое воздействие этих факторов на естественный почвенный покров исключено проектными решениями. При ведении работ будет проводиться сбор и утилизация всех видов сточных вод и отходов, согласно требованиям законодательства РК и политике NCOС N.V. в области ОЗООС.

Возможное косвенное воздействие эксплуатации НТУ на почвенный покров прилегающей территории будет связано с загрязнением атмосферного воздуха технологическими выбросами. Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу, будут являться: твердые вещества (пыль, сажа), окислы азота, оксиды углерода, сернистый ангидрид, сероводород, меркаптаны, углеводороды. Загрязняющие вещества, попадая в атмосферу, могут видоизменяться и выпадать на почвы. При продолжительной эксплуатации наземной установки возможно кумулятивное воздействие.

При штатном режиме эксплуатации воздействия на почвы от наземной линейной части трубопроводов *исключено*.

Растительность. При эксплуатации наземных объектов возможны как прямые, так и косвенные воздействия на растительность прилегающих территорий.

Прямое механическое воздействие возможно при движении транспорта вне дорог, но это воздействие *исключено*.

Опосредованное химическое воздействие возможно вследствие загрязнения атмосферного воздуха и почв. В результате выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, возможно, их проникновение в организм растений при дыхании или корневом питании. При эксплуатации НТУ возможно проявление кумулятивного химического воздействия, как на почвы, так и на растительность вследствие осаждения загрязняющих веществ из атмосферного воздуха. Прямое воздействие на растительность прилегающих территорий будет незначительным в связи с хорошей рассеивающей способностью атмосферы, достаточно низкими концентрациями большинства загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы и низкой восприимчивостью растений к относительно высоким концентрациям загрязняющих веществ. Косвенное слабое воздействие на растительность может быть связано с

загрязнением почвы, вызванным выпадением загрязняющих веществ из атмосферного воздуха, оно не окажет заметного влияния на растительность.

Влияние химического загрязнения атмосферы на растительные сообщества в мировой практике остаётся недостаточно изученной. Предельно допустимые концентрации для растительности не установлены. В связи с этим обсуждение устойчивости растительности к воздействию рассматривается совместно с устойчивостью почв, как с базовым компонентом почвенно - растительного покрова.

При штатном режиме эксплуатации воздействие на растительность от линейной части наземных трубопроводов *не ожидается*.

В целом, на почвы и растительность намечаемая деятельность будет оказывать *низкое* воздействие.

5.3. Животный мир

Территория расположения НТУ и наземной части трубопровода займёт часть естественной экосистемы, в результате произойдет изъятие мест обитания животных и ухудшение кормовой базы. Учитывая обширные площади, занятые аналогичными экосистемами в регионе, воздействие по данному фактору не критично. Нарушение миграционных путей птиц и млекопитающих на рассматриваемой территории не происходит. Физическое присутствие объектов не будет служить помехой при передвижении мигрирующих здесь животных. Воздействие на животный мир рассматриваемой территории в связи с физическим присутствием новых наземных объектов, будет характеризоваться умеренной степенью интенсивности.

В целом, воздействие на животный мир от наземных объектов пробной эксплуатации месторождения Актоты оценивается как *низкое*.

5.4. Землепользование

Изъятие и отвод земель осуществляется на основе положений Земельного кодекса Республики Казахстан. С целью организации строительства наземной технологической установки (НТУ) будет произведен земельный отвод. Под наземные технологические установки ожидается выделить около 5 км² 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 пробной эксплуатации НТУ будет оказано *среднее отрицательное* воздействие.

5.5. Водная среда

5.5.1. Водохозяйственная деятельность

Морские объекты

При реализации концепций 2.0 и 10.0 водохозяйственная деятельность на морских объектах будет одинаковой. Эксплуатация месторождения Актоты предусматривается в автоматическом режиме.

В таблице 5.5-1 представлен баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации центров бурения.

Таблица 5.5-1 **Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации центров бурения**

№ п/п	Наименование	Водопотребление, тыс.м ³ /год			Водоотведение, тыс.м ³ /год			Безвозвратное потребление, тыс.м ³ /год
		Морская вода	Дождевые и штормовые воды	Всего	Сброс возвратных вод	Вывоз на базу поддержки	Всего	
1	Концепция 2.0 (DC-01 и DC-02)	-	11,91	11,91	-	11,91	11,91	-
2	Концепция 10.0 (DC-01)	-	5,955	5,955	-	5,955	5,955	-

Наземные объекты

При реализации концепций 2.0 и 10.0 водохозяйственная деятельность на наземной технологической установке (НТУ) будет практически одинаковой. Основное отличие концепций в объемах водопотребления и водоотведения.

В таблице 5.5-2 представлен баланс водопотребления и водоотведения НТУ при пробной эксплуатации месторождения по двум концепциям.

Таблица 5.5-2 **Баланс водопотребления и водоотведения НТУ при пробной эксплуатации месторождения Актоты**

Производство, потоки сточных вод	Водопотребление, тыс.м ³ /год					Водоотведение, тыс.м ³ /год				Безвозвратные потери
	Свежая вода из водовода Астрахань – Мангышлак		Оборотно/ повторно-используемая вода	Технологические потоки, дождевые воды	Всего	Производственные сточные воды		Хозяйственно-бытовые сточные воды на вывоз	Всего	
	Техническая вода	Питьевая вода				После очистки на повторное использование	На пруды-испарители			
<i>Концепция 2.0</i>										
НТУ	333.678	9.588	-	422.922	766.188	-	695.940	4.794	700.734	65.454
<i>Концепция 10.0</i>										
НТУ	148.302	4.262	-	83.670	236.234	-	205.012	2.131	207.143	29.091

В таблице 5.5-3 представлены, предлагаемые к установлению нормативы допустимого сброса (НДС) очищенных производственных сточных вод, поступающих в пруды - испарители.

Таблица 5.5-3 Предлагаемые нормативы сбросов загрязняющих веществ, поступающих в пруды-испарители с производственными сточными водами при пробной эксплуатации месторождения Актоты. Концепции 2.0 и 10.0*

№ п/п	Наименование загрязняющих веществ	Предлагаемые концентрации, Сдс, мг/л**	Концепция 2.0				Концепция 10.0			
			Объёмы отводимых сточных вод		Допустимый сброс (ДС)		Объёмы отводимых сточных вод		Допустимый сброс (ДС)	
			м³/час	тыс. м³/год	г/час	т/год	м³/час	тыс. м³/год	г/час	т/год
1	Взвешенные вещества	41.4	79.445	695.94	3289.023	28.8119	23.403	205.012	968.884	8.4875
2	Сухой остаток	13151			1044781.195	9152.3069			307772.853	2696.1128
3	Железо общее	2.2			174.779	1.5311			51.487	0.451
4	Нефтепродукты	3			238.335	2.0878			70.209	0.615
5	Сероводород	1.5			119.168	1.0439			35.105	0.3075
6	Метанол	3			238.335	2.0878			70.209	0.615
	<i>Итого:</i>					9187.8694				2706.5888

Примечание:

*НДС будут уточнены на следующих этапах проектирования

**Принято согласно «Проект обустройства объектов ОПР месторождения Кашаган. Наземный комплекс. Установка очистки вод технологического процесса. Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС)», 2019 г.

5.5.2. Каспийское море

При осуществлении пробной эксплуатации месторождения Актоты 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. Так, не будут нарушаться места гнездования водоплавающих и околоводных птиц, а также преграждение доступа к нерестилищам осетровых рыб; не будет производиться забор и сброс морской воды, а также сброс отходов в море.

Морской остров будет эксплуатироваться без персонала; никаких сбросов сточных вод и отходов в море производиться не будет. Ливневые стоки с добывающего острова будут собираться дренажной системой и вывозиться на специализированные объекты по очистке и утилизации сточных вод. Поверхность острова будет гидроизолирована, что предотвратит поступление загрязняющих веществ с поверхности острова в море при случайных проливах нефти и нефтепродуктов.

Конструкция трубопроводов, а также способ их прокладки, позволят избежать попадания загрязняющих веществ в воды моря.

К образованию небольших участков с повышенной мутностью могут привести ремонтные и профилактические работы в районе насыпной дороги или трубопроводов. Однако это воздействие будет *локальным* по протяженности, *кратковременным* по времени и *незначительным* по интенсивности.

Поверхностные воды суши

Поверхностные воды суши наземных объектов представлены временными водотоками и водами соровых понижений. Источниками воды в них являются атмосферные осадки, а также нагоны в прибрежной части территории.

В период эксплуатации проектные природоохранные мероприятия будут весьма эффективно сдерживать попадание всех потоков производственно-ливневых и хозяйственно-бытовых сточных вод в соровые понижения. Вероятность загрязнения поверхностных вод соров весьма низкая и практически будет отсутствовать. Воздействия от источников, связанных с формированием, транспортировкой и хранением сточных вод на поверхностные воды не ожидается.

5.6. Атмосферный воздух

5.6.1. Объемы выбросов загрязняющих веществ

Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух при пробной эксплуатации выполнена по двум вариантам. Ниже рассмотрены выбросы от объектов месторождения Актоты на море и суше.

Вариант 1 (концепция 10.0)

Пусконаладочные работы с последующим вводом в эксплуатацию острова DC-01 и НТУ месторождения Актоты планируются на 2051 г.

Максимальное валовое количество выбросов загрязняющих веществ от всех стационарных источников морских объектов на период эксплуатации ожидается в 2051 г. и составит: всего – *32200.9 т/год*, в том числе от технологически неизбежного сжигания газа – *32133.7 т/год*.

На территории НТУ будут сосредоточены объекты и участки, на которых выполняются работы по подготовке нефти до товарной кондиции, дегидратации и компримированию попутного газа для закачки на месторождении Кашаган.

Максимальное количество выбросов загрязняющих веществ от всех стационарных источников НТУ, при эксплуатации, ожидается в 2051 году и составит: всего – 39735.5 т/год, в том числе от технологически неизбежного сжигания газа 37742.6 т/год.

Вариант 2 (концепция 2.0)

Пусконаладочные работы с последующим вводом в эксплуатацию островов DC-01, DC-02 и НТУ месторождения Актоты планируются на 2036 г.

Максимальное валовое количество выбросов загрязняющих веществ от всех стационарных источников морских объектов на период эксплуатации ожидается в 2036 г. и составит: всего – 109324.1 т/год в том числе от технологически неизбежного сжигания газа – 109050.3 т/год.

На территории НТУ будут сосредоточены объекты и участки, на которых выполняются работы по подготовке нефти и газа до товарной кондиции, работы по извлечению серы.

Максимальное количество выбросов загрязняющих веществ от всех стационарных источников НТУ, при эксплуатации, ожидается в 2037 году и составит: всего – 92560.1 т/год, в том числе от технологически неизбежного сжигания газа 73993.3 т/год.

Ориентировочные суммарные объемы выбросов ЗВ в период эксплуатации по вариантам представлены в таблице 5.6-1.

Таблица 5.6-1 Ориентировочные предельные объемы выбросов ЗВ от объектов месторождения Актоты

№ пп	Наименование	Ориентировочные выбросы ЗВ					
		2051 год		2052 год		2053 год	
Вариант 1							
	ВСЕГО, в том числе:	98469.3695	71936.4086	100940.9874	43369.6797	98472.5265	42383.7974
2.1	Морские объекты, в том числе	10365.7630	32200.9055	10368.9200	8207.0924	10368.9200	6869.6077
	<i>факельная установка</i>	<i>10350.2235</i>	<i>32133.6841</i>	<i>10353.3804</i>	<i>8139.8709</i>	<i>10353.3804</i>	<i>6802.3863</i>
2.2	Наземные объекты, в том числе	88103.6065	39735.5031	90572.0675	35162.5873	88103.6065	35514.1897
	<i>факельные установки</i>	<i>84298.7422</i>	<i>37742.5908</i>	<i>86767.2032</i>	<i>33169.6750</i>	<i>84298.7422</i>	<i>33521.2774</i>
Вариант 2							
	ВСЕГО, в том числе:	131424.4376	154911.7329	161092.1013	104631.4239	199262.4704	105204.2038
1.1	Морские объекты, в том числе	13468.9800	109324.0873	5440.8545	12071.3392	13436.0674	23914.8166
	<i>факельная установка</i>	<i>13361.9792</i>	<i>109050.3442</i>	<i>5333.8536</i>	<i>11797.5961</i>	<i>13329.0665</i>	<i>23641.0735</i>
1.2	Наземные объекты, в том числе	117955.4576	45587.6456	155651.2468	92560.0848	185826.4030	81289.3873
	<i>факельные установки</i>	<i>6.4910</i>	<i>27020.8978</i>	<i>37702.2802</i>	<i>73993.3370</i>	<i>67877.4364</i>	<i>62722.6395</i>

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 Актоты на период пробной 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 Актоты.

Для определения воздействия выбросов загрязняющих веществ от источников на экологически уязвимые зоны были выбраны следующие расчетные точки:

- точка 1 - ближайший населенный пункт от НТУ - с. Косчагыл (около 40 км);
- точка 2 - ближайшая тростниковая зона к DC-01 (8 км). Экологически чувствительная зона, где расположены места гнездования птиц;
- точка 3 - ближайшая тростниковая зона к НТУ (25 км).

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.

Вариант 1 (концепция 10.0)

Сценарии совместного моделирования:

- **сценарий 1.1.** Регламентный режим работы объектов острова DC-01 и НТУ.
- **сценарий 1.2.** Регламентный режим работы объектов НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел ВД острова DC-01;
- **сценарий 1.3.** Регламентный режим работы объектов острова DC-01 и НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел ВД НТУ;
- **сценарий 1.4.** Регламентный режим работы объектов острова DC-01 и НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел НД НТУ.

Результаты расчета уровня загрязнения атмосферы

Из всех загрязняющих веществ, а также групп веществ, обладающих эффектом суммации при их совместном присутствии, максимальные приземные концентрации наблюдаются по двум группам суммации «сера диоксид и сероводород» и «азота диоксид и сера диоксид». Значения концентраций в зарослях тростника и ближайшей ЖЗ по рассматриваемым сценариям представлены в таблице 5.6-2.

Таблица 5.6-2 Результаты расчетов максимальных приземных концентраций

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ	Расчетная максимальная приземная концентрация, доли ПДК		
		Жилая зона (точка 1)	Тростниковая зона (точка 2)	Тростниковая зона (точка 3)
Сценарий 1.1				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	0.050	0.018	0.112
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	0.050	0.042	0.088
Сценарий 1.2				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	0.058	0.655	0.136
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	0.059	0.663	0.132

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ	Расчетная максимальная приземная концентрация, доли ПДК		
		Жилая зона (точка 1)	Тростниковая зона (точка 2)	Тростниковая зона (точка 3)
Сценарий 1.3				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	0.515	0.290	0.751
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	0.495	0.284	0.698
Сценарий 1.4				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	0.380	0.174	0.707
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	0.367	0.172	0.655

Анализ результатов расчета рассеивания показал, что в зону повышенных концентраций загрязняющих веществ не попадают экологически чувствительные районы (тростники) и ближайший населенный пункт. Согласно расчетам, при кратковременных периодических факельных сбросах наиболее высокие приземные концентрации не превысят 0.515 ПДК в ближайшем населенном пункте и 0.751 ПДК в ближайшей тростниковой зоне. Максимальный радиус области воздействия ($C \geq \text{ПДК}$) во время кратковременных периодических сбросов на факел ориентировочно составит 20.1 км.

Результаты расчетов рассеивания по сценарию 1.3 представлены на рис. 5.6.1.

ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
 _Z1 Расчетная СЗЗ по МРК-2014

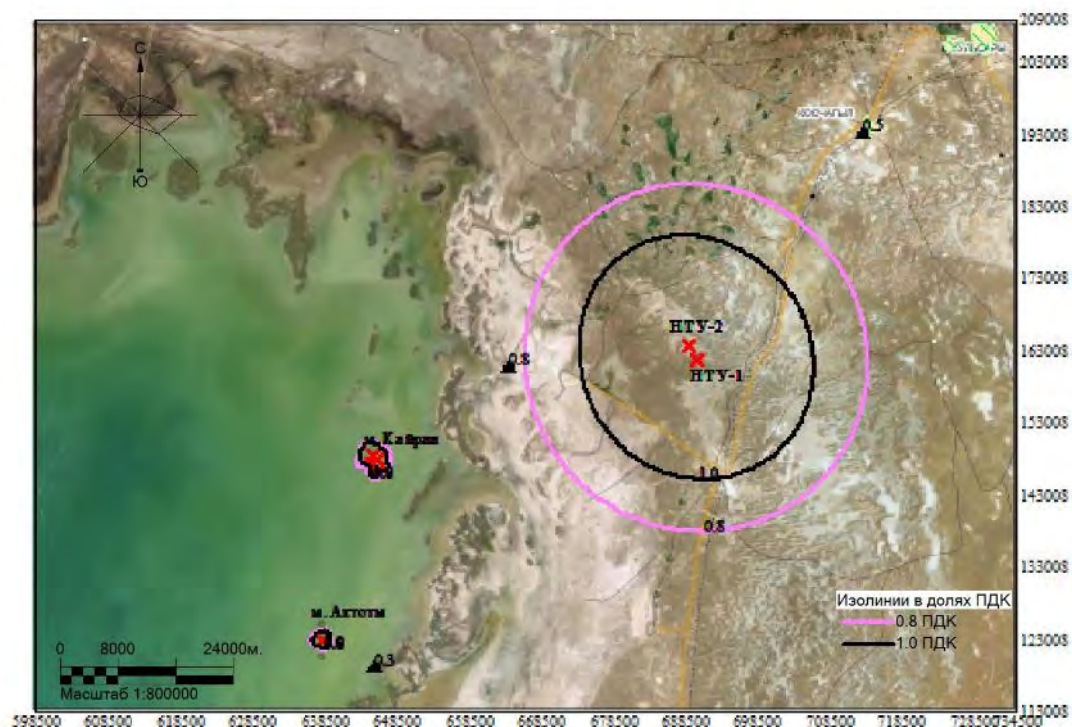


Рисунок 5.6.1 Результаты расчета рассеивания по сценарию 1.3

Вариант 2 (концепция 2.0)

Сценарии совместного моделирования:

- сценарий 2.1. Регламентный режим работы объектов островов DC-01, DC-02 и НТУ.
- сценарий 2.2. Регламентный режим работы объектов НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел ВД острова DC-01;
- сценарий 2.3. Регламентный режим работы объектов островов DC-01, DC-02 и НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел ВД НТУ;

- сценарий 2.4. Регламентный режим работы объектов островов DC-01, DC-02 и НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел НД НТУ;
- сценарий 2.5. Регламентный режим работы объектов островов DC-01, DC-02 и НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и байпас на термоокислители НТУ.

Результаты расчета уровня загрязнения атмосферы

Из всех загрязняющих веществ, а также групп веществ, обладающих эффектом суммации при их совместном присутствии, максимальные приземные концентрации наблюдаются по двум группам суммации «сера диоксид и сероводород» и «азота диоксид и сера диоксид». Значения концентраций в зарослях тростника и ближайшей ЖЗ по всем рассматриваемым сценариям представлены в таблице 5.6-3.

Таблица 5.6-3 Результаты расчетов максимальных приземных концентраций

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ	Расчетная максимальная приземная концентрация, доли ПДК		
		Жилая зона (точка 1)	Тростниковая зона (точка 2)	Тростниковая зона (точка 3)
Сценарий 2.1				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	0.057	0.024	0.113
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	0.036	0.093	0.067
Сценарий 2.2				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	0.066	0.591	0.165
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	0.053	0.652	0.163
Сценарий 2.3				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	0.578	0.313	0.957*
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	0.539	0.297	0.873
Сценарий 2.4				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	0.421	0.195	0.765
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	0.387	0.184	0.690
Сценарий 2.5				
0330+0333	Сера диоксид + Сероводород	0.236	0.121	0.446
0301+0330	Азота диоксид + Сера диоксид	0.218	0.117	0.430

*Примечание** - пункт 19 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» приложения к приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63

Анализ результатов расчета рассеивания показал, что в зону повышенных концентраций загрязняющих веществ попадают экологически чувствительные районы (тростники). Согласно расчетам, при кратковременных периодических факельных сбросах наиболее высокие приземные концентрации 0.957 ПДК в ближайшей тростниковой зоне (сценарий 2.3).

Вышеуказанный сценарий (2.3) представляет собой периодические сбросы сырого газа в период планово-предупредительного/капитального ремонта, с операции продувки оборудования установки и поднятия давления, продолжительность которого составляет не более 1 ч/год. Данные операции единичны и кратковременны и являются составной частью технологического процесса. Поэтому, согласно пункта 19 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» приложения к приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63, при данном сценарии максимальные разовые залповые выбросы (г/с) не нормируются и в рассеивании принимать участия не должны. Моделирование данного сценария проведено с целью максимальной оценки качества атмосферного воздуха.

Ближайший населенный пункт в зону повышенных концентраций загрязняющих веществ не попадает. Согласно расчетам, при кратковременных периодических факельных сбросах наиболее высокие приземные концентрации не превысят 0.578 ПДК в ближайшем населенном пункте (сценарий 3). Максимальный радиус области воздействия ($C \geq \text{ПДК}$) во время кратковременных периодических сбросов на факела НТУ (факел ВД) может достигать 25.0 км.

Результаты расчетов рассеивания от морских и наземных объектов по сценарию 2.3 представлен на рис. 5.6.2.

ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
 _Z1 Расчетная СЗЗ по МРК-2014

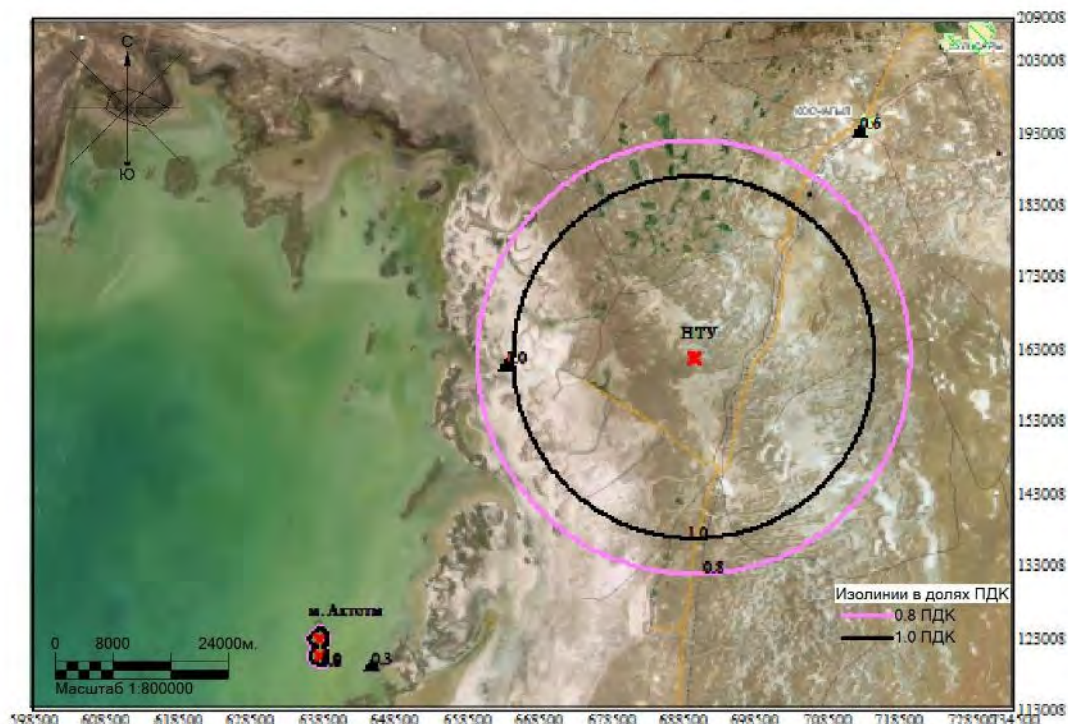


Рисунок 5.6.2 Результаты расчета рассеивания по сценарию 1.3

5.6.3. Сведения о зоне воздействия и СЗЗ

Морские объекты

Санитарно-защитные зоны устанавливаются для предприятий в местах проживания населения с целью охраны атмосферного воздуха, здоровья и безопасности населения. Объекты острова DC-01 находятся в шельфовой зоне Каспийского моря, где невозможно нахождение населенных пунктов. Ближайший населенный пункт располагается на значительном расстоянии от острова: с. Косчагыл – на расстоянии порядка 100 км. Наибольшая зона воздействия выбросов от DC-01 составляет 1.5 км. В связи с этим санитарно-защитная зона не устанавливается.

Наземные объекты

Предварительное размещение НТУ рассмотрено в 40 км юго-западнее с. Косчагыл.

По результатам моделирования уровня загрязнения атмосферы размер зоны загрязнения (См.р.>1ПДК) при периодическом сбросе сырого газа на факел низкого давления НТУ составляет более 20 км. В связи со значительным увеличением размера зоны воздействия в сравнении с требованиями СП "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», предлагается применить меры по снижению негативного воздействия на качество атмосферного воздуха по аналогу действующих морских и наземных объектов НКЖК Н.В. такие как факельный оголовник акустического типа и разбавление сырого газа топливным, с целью улучшения рассеивания, за счет увеличения скорости истечения газо-воздушной смеси и как следствие беспламенного горения, увеличить высоты факельных установок; использовать резервуары для хранения товарной нефти, оборудованных современными средствами снижения выбросов вредных веществ в атмосферу и снижения потерь углеводородного сырья, эффективность которых достигает 99% за счет оснащения резервуаров двойной плавающей крышей с плотной

посадкой; использовать ГТУ, оборудованных камерами сгорания по технологии сжигания топлива до концентраций NO_x и CO соответствующих международным требованиям; применять фланцы, клапаны и насосы, используемые в сероводородсодержащей среде, соответствующие классу герметичности и стандартам ISO. Данные и другие меры снижения негативного воздействия на качество атмосферного воздуха будут изучены и рассмотрены на дальнейших этапах проектирования.

Размер санитарно-защитной зоны для НТУ будет установлен на следующих этапах проектирования с учетом мер по снижению воздействия.

5.6.4. Оценка возможного воздействия выбросов на атмосферный воздух

Морские и наземные объекты месторождения Актоты, 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:

Вариант 1

- в период эксплуатации на море по интенсивности оказывает *умеренное воздействие*. Площадь воздействия ($C_m > 1$ ПДК) составляет менее 10 км², что соответствует *ограниченному масштабу воздействия*, продолжительность соответствует *продолжительному воздействию*;
- в период эксплуатации на суше по интенсивности оказывает *сильное воздействие*. Площадь зоны воздействия ($C_m > 1$ ПДК) составляет более 100 км², что соответствует *региональному масштабу воздействия*, продолжительность соответствует *продолжительному воздействию*.

Вариант 2

- в период эксплуатации на море по интенсивности оказывает *сильное воздействие*. Площадь воздействия ($C_m > 1$ ПДК) составляет менее 10 км², что соответствует *ограниченному масштабу воздействия*, продолжительность соответствует *продолжительному воздействию*;
- в период эксплуатации на суше по интенсивности оказывает *сильное воздействие*. Площадь зоны воздействия ($C_m > 1$ ПДК) составляет более 100 км², что соответствует *региональному масштабу воздействия*, продолжительность соответствует *продолжительному воздействию*.

Таким образом, возможное воздействие на качество атмосферного воздуха оценивается *средней и 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 реализации пробной эксплуатации месторождения Актоты

6. Отходы производства и потребления

В процессе пробной эксплуатации месторождения Актоты ожидается образование отходов производства и потребления, временное хранение (накопление) и транспортировка которых может стать потенциальным источником воздействия на окружающую среду.

Концепция 10.0. Ожидается образование 34 видов отходов производства и потребления, из которых 15 видов будут опасными, 8 видов будут не опасными отходами, 11 видов зеркальных отходов, из которых 3 вида будут обладать опасными свойствами и 8 видов не обладают опасными свойствами.

Концепция 2.0. В процессе самостоятельного освоения месторождения Актоты, ожидается образование 35 видов отходов производства и потребления, из которых 15 видов будут опасными, 9 видов будут не опасными отходами, 11 видов зеркальных отходов, из которых 3 вида будут обладать опасными свойствами и 8 видов не обладают опасными свойствами.

Ориентировочный объём отходов, образуемых в процессе пробной эксплуатации месторождения Актоты по двум вариантам представлен в табл. 6-1.

Таблица 6-1 Ориентировочный объём отходов, образуемых в процессе пробной эксплуатации месторождения Актоты

№ п/п	Наименование отхода	Ориентировочный объём отходов, т/год	
		Концепция 10.0	Концепция 2.0
Опасные отходы			
1	Непригодные сигнальные средства	0,0035	0,0091
2	Нефтесодержащие отходы	1312,8971	3427,9298
3	Нефтешлам	1,5109	3,9450
4	Отработанные аккумуляторы	1,5296	3,9937
5	Остатки химреагентов (жидкие)	58,0954	182,0220
6	Остатки химреагентов (твердые)	39,0641	122,3940
7	Отработанные газовые баллоны	0,3421	0,8933
8	Отработанные источники питания	2,3913	6,2436
9	Отработанные технические масла	25,8899	67,5977
10	Отходы от процессов осушки и катализа с низким уровнем опасности	126,4935	396,3243
11	Очищенный осадок подготовки нефти	13,6917	35,7485
12	Промасленные отходы	25,4277	66,3909
13	Ртутьсодержащие отходы	0,4171	1,0890
14	Сернистые отходы	24,2537	126,6510
15	Некондиционные огнеупорные и футеровочные материалы	116,7632	365,8378
	Итого опасных:	1748,7708	4807,0697
Неопасные отходы			
16	Коммунальные отходы	47,3707	123,6834
17	Металлолом	16,1834	42,2543
18	Отработанные фильтры установки водоочистки и водоподготовки	8,2458	21,5296
19	Отходы бетона	19,3500	50,5222
20	Отходы бумаги и картона	8,2591	21,5643
21	Отходы пластика	2,2789	5,9500
22	Отходы РТИ	1,2957	3,3831
23	Пищевые отходы	81,1269	211,8195
24	Серосодержащие отходы*	-	382,0576
	Итого неопасных:	184,1105	862,7640
Зеркальные (опасные)			
25	Медицинские отходы	1,1603	3,0296
26	Осадок хоз-бытовых сточных вод	33,4293	87,2828
27	Остатки лакокрасочных материалов	2,0047	5,2342
	Итого зеркальных (опасных):	36,5944	95,5467
Зеркальные (неопасные)			
28	Бытовые жиры	21,1762	55,2903
29	Древесные отходы	25,1359	65,6289
30	Изношенные средства защиты и спецодежда	0,8071	2,1072
31	Отработанное пищевое масло	0,1753	0,4576
32	Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха	8,0884	21,1186
33	Отходы абразива	50,2152	131,1102
34	Портативное оборудование и оргтехника	2,5907	6,7643
35	Строительные отходы	49,5029	129,2505

№ п/п	Наименование отхода	Ориентировочный объём отходов, т/год	
		Концепция 10.0	Концепция 2.0
	Итого зеркальных (неопасных):	157,6917	411,7276
	ВСЕГО:	2127,1674	6177,1080

Примечание: * при самостоятельной эксплуатации месторождения Актоты (концепция 2.0).

7. Вероятность возникновения аварий и опасных природных явлений

Количественная оценка риска аварий, выполненная для пробной эксплуатации, позволила определить вероятности утечек и выбросов через отверстия в обвязке добывающих скважин и манифольде, трубопроводов мультифазной продукции и оборудования НТУ, которые представлены в таблице 7-1 – 7-3.

Таблица 7-1 Вероятность выбросов и утечек из скважин на этапе пробной эксплуатации месторождения Актоты по результатам количественного анализа рисков¹⁰

Наименование секции	Размеры отверстия					Всего
	2 мм	7 мм	22 мм	70 мм	150 мм	
Скв. 1 (ж.ф.)	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. 1 (г.ф.)	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. 2 (ж.ф.)	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. 2 (г.ф.)	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. 3 (ж.ф.)	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. 3 (г.ф.)	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. 4 (ж.ф.)	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. 4 (г.ф.)	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. 5 (ж.ф.)	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. 5 (г.ф.)	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
Всего	5,31*10 ⁻²	1,83*10 ⁻²	2,13*10 ⁻²	1,58*10 ⁻³	1,17*10 ⁻³	9,55*10 ⁻²
%	56%	19%	22%	2%	1%	100%

Таблица 7-2 Общая частота утечек и выбросов из трубопроводов мультифазной продукции

Название трубопровода	Частота утечек (на 5 км/год)			Итого
	22 мм	70 мм	РТПС ¹¹	
Морской мультифазный трубопровод от DC-01 до НТУ (ж.ф.)	1.18*10 ⁻⁴	1.09*10 ⁻⁴	1.08*10 ⁻⁴	3.35*10 ⁻⁴
Морской мультифазный трубопровод от DC-01 до НТУ (г.ф.)	1.76*10 ⁻⁴	1.67*10 ⁻⁴	1.11*10 ⁻⁴	4.54*10 ⁻⁴
Наземный мультифазный трубопровод от DC-01 до НТУ (ж.ф.)	1.19*10 ⁻⁴	1.10*10 ⁻⁴	1.09*10 ⁻⁴	3.38*10 ⁻⁴
Наземный мультифазный трубопровод от DC-01 до НТУ (г.ф.)	1.76*10 ⁻⁴	1.67*10 ⁻⁴	1.11*10 ⁻⁴	4.54*10 ⁻⁴
Всего	5.9E-04	5.53*10 ⁻⁴	4.39*10 ⁻⁴	1.58*10 ⁻³
%	37%	35%	28%	100%

Таблица 7-3 Общая частота утечек и выбросов из оборудования НТУ

Наименование секции	Размеры отверстия					Всего
	2 мм	7 мм	22 мм	70 мм	150 мм	
Приемные сооружения (камера приема скребка, слакетчеры) (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

¹⁰ 1. KE01-A1-000-22-H-RE-0001-000. Aktote Kairan Concept Select – Quantitative Risk Assessment Report, 2022

¹¹ РТПС – разрыв трубопровода на полное сечение

Наименование секции	Размеры отверстия					Всего
	2 мм	7 мм	22 мм	70 мм	150 мм	
Установка освещения нефти (удаление меркаптанов)	$7,66 \cdot 10^{-3}$	$2,39 \cdot 10^{-3}$	$3,51 \cdot 10^{-3}$	$9,03 \cdot 10^{-4}$	$1,85 \cdot 10^{-4}$	$1,46 \cdot 10^{-2}$
Резервуарный парк	$1,91 \cdot 10^{-2}$	$6,73 \cdot 10^{-3}$	$8,23 \cdot 10^{-3}$	$1,47 \cdot 10^{-3}$	$1,71 \cdot 10^{-4}$	$3,57 \cdot 10^{-2}$
Установка замера нефти	$4,89 \cdot 10^{-3}$	$1,56 \cdot 10^{-3}$	$2,43 \cdot 10^{-3}$	$5,55 \cdot 10^{-4}$	$1,30 \cdot 10^{-4}$	$9,57 \cdot 10^{-3}$
Установка компримирования газа НД	$1,40 \cdot 10^{-2}$	$6,96 \cdot 10^{-3}$	$5,62 \cdot 10^{-3}$	$7,29 \cdot 10^{-4}$	$3,55 \cdot 10^{-4}$	$2,77 \cdot 10^{-2}$
Установка компримирования газа СД	$1,40 \cdot 10^{-2}$	$6,96 \cdot 10^{-3}$	$5,62 \cdot 10^{-3}$	$7,29 \cdot 10^{-4}$	$3,55 \cdot 10^{-4}$	$2,77 \cdot 10^{-2}$
Установка осушки кислого газа	$4,84 \cdot 10^{-3}$	$1,21 \cdot 10^{-3}$	$1,70 \cdot 10^{-3}$	$1,61 \cdot 10^{-4}$	$1,69 \cdot 10^{-4}$	$8,08 \cdot 10^{-3}$
Установки замера и компримирования кислого газа	$2,27 \cdot 10^{-2}$	$1,14 \cdot 10^{-2}$	$9,28 \cdot 10^{-3}$	$1,10 \cdot 10^{-3}$	$2,32 \cdot 10^{-4}$	$4,47 \cdot 10^{-2}$
Установка кондиционирования топливного газа	$4,89 \cdot 10^{-3}$	$1,56 \cdot 10^{-3}$	$2,43 \cdot 10^{-3}$	$5,55 \cdot 10^{-4}$	$1,30 \cdot 10^{-4}$	$9,57 \cdot 10^{-3}$
Установка очистки пластовой воды	$2,02 \cdot 10^{-2}$	$6,57 \cdot 10^{-3}$	$6,94 \cdot 10^{-3}$	$1,27 \cdot 10^{-3}$	$2,80 \cdot 10^{-4}$	$3,53 \cdot 10^{-2}$
Всего	$1,56 \cdot 10^{-1}$	$6,04 \cdot 10^{-2}$	$6,01 \cdot 10^{-2}$	$9,61 \cdot 10^{-3}$	$2,67 \cdot 10^{-3}$	$2,89 \cdot 10^{-1}$
%	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 насыпной дороги или острова 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 2,1 м 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 Актоты 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 воздействия на окружающую среду, связанные с рисками возникновения аварий

Разливы нефти от объектов нефтедобычи месторождений Кайран и Актоты не моделировались. Это будет выполнено на следующей стадии проектирования. Но поскольку данные месторождения находятся 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. 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 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 НКОК Н.В. 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 промышленную практику во время работы морских объектов при обучении сотрудников и соблюдении норм безопасности;
- осуществлять план действий по предотвращению и ликвидации аварийных ситуаций при разливе 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 морских объектов месторождения Актоты в эксплуатацию 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 проектируемой пробной эксплуатации месторождения Актоты 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 Атыраускую 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, по возможности, 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 в период пробной эксплуатации месторождения Актоты 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 объекты абиотической и биотической среды, которые могут подвергаться непосредственному воздействию в процессе работ и включают контроль за состоянием:

- атмосферного воздуха;
- морской воды;
- донных отложений;
- гидробионтов.

Исследования планируют проводить по 3-м климатическим сезонам на 8 станциях мониторинга, размещенных крестообразно на акватории участка Актоты.

Схема расположения станций приведена на рис. 9.1.

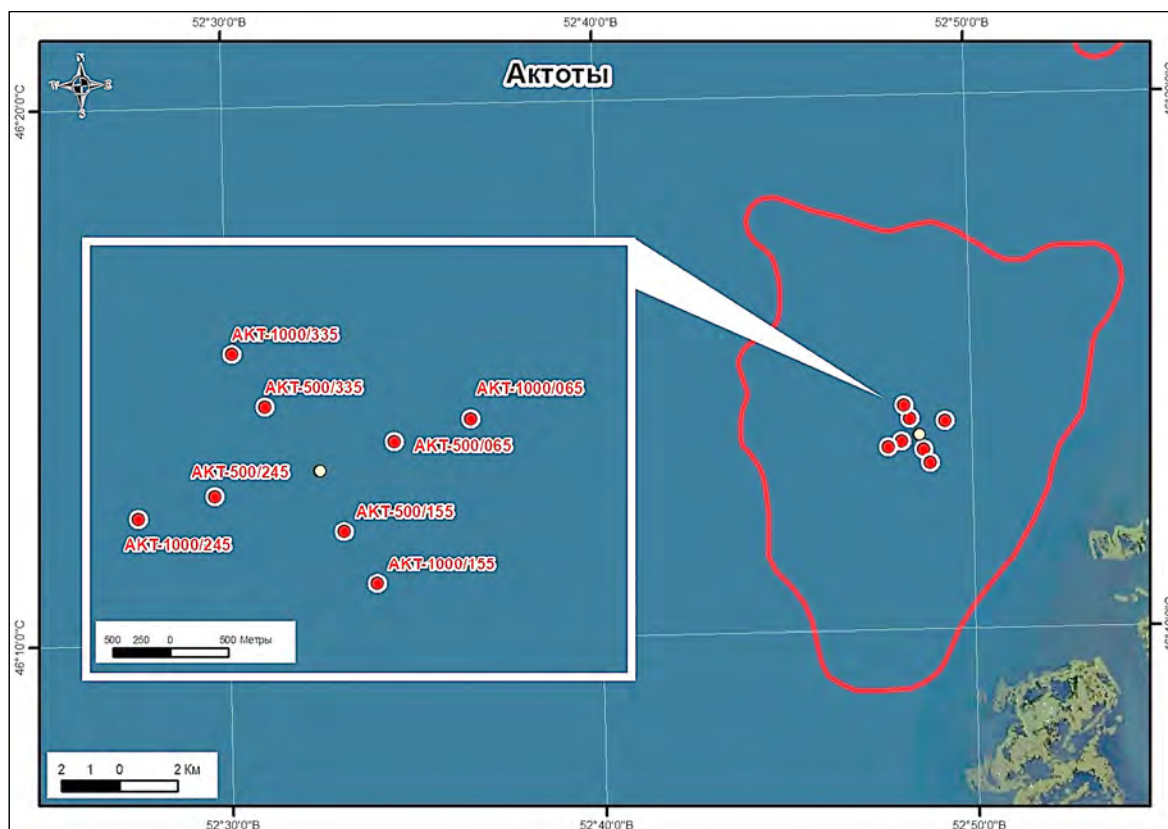


Рисунок 9.1 Схема расположения станций мониторинга острова Актоты

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 и периодичность состояния атмосферного воздуха

№ контрольной точки (поста)	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ), раз в сутки	Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
1	2	3	4	5	6
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155 АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	Направление и скорость ветра, температура воздуха, атмосферное давление. SO ₂ , NO, NO ₂ , CO, сероводород, углеводороды C ₁ -C ₅ , C ₆ -C ₁₁ , C ₁₂ -C ₁₉	по 3-м климатическим сезонам	-	Аккредитованная лаборатория	СТ РК 2036-2010 МВИ-4215-002-56591409-2009

Таблица 9.1-2 Контролируемые параметры и периодичность мониторинга морской воды

Станции мониторинга	Контролируемые параметры	ПДК (мг/дм ³)	Периодичность измерений	Метод анализа
Гидрологические параметры				
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155 АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	Определение глубины водного слоя; Определение прозрачности; Направление и скорость морских течений	отсутствуют	по 3-м климатическим сезонам	Экспресс анализ
Гидрофизические исследования				
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155 АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	Определение температуры; Измерение водородного показателя (рН); Определение содержания растворенного кислорода; Определение мутности; Определение общего содержания взвешенных веществ; Определение солёности (минерализация); Определение электропроводности	отсутствуют	по 3-м климатическим сезонам	Экспресс анализ
Гидрохимические исследования				
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155 АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	БПК ₅ , азот аммонийный, азот нитратный, азот нитритный, азот общий, фосфор общий, ОКУ ПАУ, СПАВ (АПАВ), фенолы, тяжелые металлы: Al As	3.0 0.5 40.0 0.08 - - 0.05 - - 0.1 - - 0.1	по 3-м климатическим сезонам	Электрометрия Спектрофотометрия Спектрофотометрия Спектрофотометрия Спектрофотометрия Спектрофотометрия Хроматография Хроматография Спектрофотометрия Спектрофотометрия Атомно-эмиссионная спектрометрия или

Станции мониторинга	Контролируемые параметры	ПДК (мг/дм ³)	Периодичность измерений	Метод анализа
	Ba	2.0		вольтамперпараметрия
	Cd	0.01		
	Cr	-		
	Cu	0.005		
	Fe	0.05		
	Hg	0.0001		
	Ni	0.01		
	Pb	0.01		
	V	0.001		
	Zn	0.05		

Таблица 9.1-3 Контролируемые параметры и периодичность мониторинга донных отложений

Станции мониторинга	Контролируемые параметры	ПДК (мг/кг)	Периодичность измерений	Метод анализа
<i>Гидрофизические исследования</i>				
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155 АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	Eh (2-4см) pH, Температура, С, Гранулометрический состав		по 3-м климатическим сезонам	Экспресс анализ Экспресс анализ Экспресс анализ Гравиметрический
<i>Гидрохимические исследования</i>				
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155 АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	ОКУ ПАУ СПАВ (АПАВ) фенолы тяжелые металлы: Al As Ba Cd Cr Cu Fe Hg Ni Pb V Zn	- - - - - - - - - - - - - - -	по 3-м климатическим сезонам	Хроматография Хроматография Спектрофотометрия Спектрофотометрия Атомно-эмиссионная спектрометрия или вольтамперпараметрия
<i>Микробиология</i>				
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155 АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	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, 1983».

Таблица 9.1-4 Контролируемые параметры и периодичность мониторинга морской биоты

Точки отбора проб	Замеряемые параметры	Периодичность измерений
<i>Фитопланктон, зоопланктон, ихтиопланктон</i>		
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155 АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	Видовой состав; общая численность клеток фитопланктона; общее количество экземпляров зоопланктона; общая биомасса; состав доминантов; численность и биомасса основных групп и видов; уровень сапробности по фитопланктону. Ихтиопланктон: видовой состав, общая численность, общая биомасса, биомасса и численность основных групп и видов	по 3-м климатическим сезонам

Точки отбора проб	Замеряемые параметры	Периодичность измерений
Бентос		
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155 АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	Видовой состав, общая численность, общая биомасса, биомасса и численность основных групп и видов, доминирующие виды и группы по численности и биомассе	по 3-м климатическим сезонам
Водная растительность		
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155 АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	Флористический состав и структура сообществ, обилие и проективное покрытие видов в %, степень трансформации растительности	по 3-м климатическим сезонам
Ихтиофауна*		
АКТ-1000/155, АКТ-1000/335	Видовой состав рыб и его распределение в районе исследований; 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

*Примечание: * при условии возможности постановки сетей или облова тралами с учетом глубин*

Таблица 9.1-5 Контролируемые параметры и периодичность мониторинга орнитофауны и тюленей

Точки наблюдений	Замеряемые параметры	Периодичность измерений
Орнитофауна		
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155 АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	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
Тюлени		
АКТ-500/065 АКТ-1000/065 АКТ-500/155 АКТ-1000/155 АКТ-500/245 АКТ-1000/245 АКТ-500/335 АКТ-1000/335	Численность и встречаемость, характер пребывания и особенности размещения на контролируемой территории	по 3-м климатическим сезонам

9.2. Сухопутные исследования

Мониторинг воздействия осуществляется для определения состояния окружающей среды в зоне воздействия, а именно в месте дислокации наземной технологической установки (НТУ).

Комплекс исследований охватывает объекты абиотической и биотической среды на территории НТУ, которые могут подвергаться непосредственному воздействию в процессе работ и включают контроль за состоянием:

- атмосферного воздуха;
- растительного покрова;
- почвенного покрова;
- животного мира.

Исследования планируют проводить по 4-м кварталам с учетом планируемых работ.

Схема расположения станций мониторинга на участке расположения НТУ приведена на рис. 9.2.

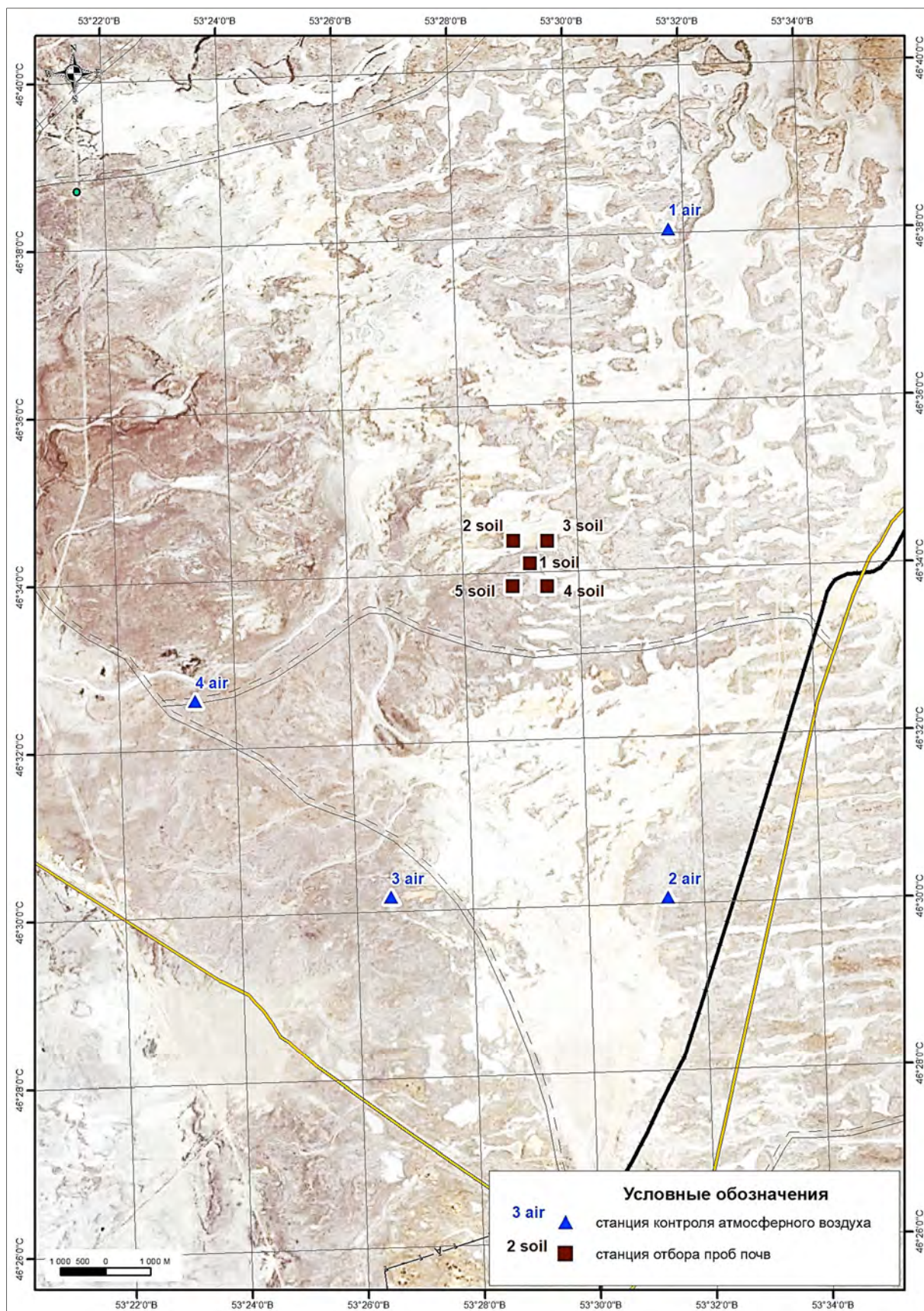


Рисунок 9.2 Схема расположения станций мониторинга на участке расположения наземной технологической установки

Рекомендуемый план-график наблюдений за состоянием атмосферного воздуха и почв представлен в табл. 9.2-1 – 9.2-2.

Таблица 9.2-1 Контролируемые параметры и периодичность состояния атмосферного воздуха

№ контрольной точки (поста)	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ), раз в сутки	Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
1	2	3	4	5	6
1А (air- фон) 2А (air) 3А (air) 4А (air)	Направление и скорость ветра, температура воздуха, атмосферное давление. SO ₂ , NO, NO ₂ , CO, сероводород, углеводороды C ₁ -C ₅ , C ₆ -C ₁₁ , C ₁₂ -C ₁₉	1 раз в квартал	-	Аккредитованная лаборатория	СТ РК 2036-2010 МВИ-4215-002-56591409-2009

Таблица 9.2-2 Контролируемые параметры и периодичность мониторинга почв

Станции мониторинга	Контролируемые параметры	ПДК (мг/кг)	Периодичность измерений	Метод анализа
Гидрофизические исследования				
1S 2S 3S 4S	pH гранулометрический состав	- -	1 раз в год (лето)	Экспресс анализ равиметрический
Гидрохимические исследования				
1S 2S 3S 4S	ОКУ тяжелые металлы: Al As Ba Cd Cr Cu Fe Hg Ni Pb V Zn	100 - 2.0 - - 0.05 3.0* - 2.1 4.0 32.0 150.0 23*	1 раз в год (лето)	Хроматография Атомно-эмиссионная спектрометрия или вольтамперпараметрия

*Примечание: * для подвижных форм металлов*

Исследования растительный покрова

Наблюдения за состоянием растительности выполняются по пешим маршрутам в соответствии с утвержденными методиками.

При проведении наблюдений учитываются:

- пространственное распределение растительных сообществ в зависимости от экологических условий местообитаний;
- флористический состав сообществ;
- структура фитоценозов;
- обилие и пространственное размещение видов;

- проективное покрытие растительностью;
- жизненное состояние растений и фенологические фазы развития;
- состояние растительных популяций.

Исследования животного мира

Наблюдения за представителями фауны включают проходку по пешим маршрутам, пересекающих комплексные точки наблюдений, с целью регистрации видов в пределах видимости и с помощью бинокля, по стандартным общепринятым методикам.

При проведении наблюдении определяется:

- видовой и количественный составы представителей животного мира;
- определение мест массовых скоплений;
- миграционные пути, состояние популяций;
- оценка современных условий обитания;
- выделение ключевых и индикаторных видов.



Комплексные наблюдения за животным миром проводятся параллельно с другими видами полевых экологических исследований.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ И ЛИТЕРАТУРЫ

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 защите растений» от 3 июля 2002 года № 331-II.
13. Закон Республики Казахстан «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан» от 16 июля 2001 года № 242.
14. Закон Республики Казахстан «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» от 26 декабря 2019 года № 288-VI.
15. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239.
16. Инструкция по организации и проведению экологической оценки, утв. приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.
17. 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.
18. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду, утв. приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63.
19. Правила разработки, применения, мониторинга и пересмотра справочников по наилучшим доступным техникам, утв. постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 октября 2021 года № 775.
20. 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.
21. 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.

22. 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.
23. Правила установления водоохранных зон и полос, утв. приказом Министра сельского хозяйства Республики Казахстан от 18 мая 2015 года № 19-1/446.
24. Правила разработки программы управления отходами, утв. приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 318.
25. 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.
26. Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, утв. приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168.
27. 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.
28. 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 национальной экономики Республики Казахстан от 16 марта 2015 года № 209.
29. 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.
30. Классификатор отходов, утв. приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.
31. Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека, утв. приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15.
32. СП РК 2.04-01-2017. Строительная климатология.
33. СНиП РК 4.01-02-2009. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения.
34. СН РК 4.01-03-2011. Водоотведение. Наружные сети и сооружения.
35. ГОСТ 30775-2001. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов. Основные положения.
36. Проект пробной эксплуатации газоконденсатного месторождения Актоты. НИПИнефтегаз, 2022г.
37. Годовой отчет НКОК. «Морской мониторинг воздействия в Казахстанском секторе Каспийского моря», 2019г.
38. Сезонные отчеты НКОК. «Морской мониторинг воздействия в Казахстанском секторе Каспийского моря» (весна, лето, осень), 2019г.
39. Годовой отчет НКОК. «Морской мониторинг воздействия в Казахстанском секторе Каспийского моря», 2020г.
40. Сезонные отчеты НКОК «Морской мониторинг воздействия в Казахстанском секторе Каспийского моря» (весна, лето, осень), 2020г.

41. Сезонные отчеты НКОК «Морской мониторинг воздействия в Казахском секторе Каспийского моря» (весна, лето, осень), 2021г.
42. Краткий аналитический отчет «По морским экологическим исследованиям на месторождениях Актоты и Кайран, вдоль планируемых путей сообщения с сушей и трассы трубопровода экспорта продукции на наземный комплекс за период с 2001 по 2020 годы».
43. Отчеты НКОК. «Результаты фоновых наземных экологических исследований. Месторождения Актоты и Кайран, участки вдоль планируемых путей сообщения с сушей и трассы трубопровода экспорта продукции на наземный комплекс» (весна, осень) 2020г.
44. Сезонные отчеты НКОК. «Морские экологические исследования на месторождениях Актоты и Кайран, вдоль планируемых путей сообщения с сушей и трассы трубопровода экспорта продукции на наземный комплекс» (весна, лето, осень), 2020г.
45. Risk Assessment directory. Blowout frequencies: OGP Report 434-2. – Brussels; London:International Association of Oil&Gas Producers (OGP), 2010.
46. В.И. Журавель, И.В. Журавель, М.Н. Мансуров. Практические вопросы учета аварийности морских скважин – Вести газовой науки № 2 (22), 2015.
47. Рабкина Е.В. Факторы, вызывающие разливы нефти на объектах обустройства морских месторождений. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», Уфимский государственный нефтяной технический университет, № 2, 2004.
48. 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.
49. Accident statistics for fixed offshore units on the UK Continental Shelf 1980-2005.-HSE books RR349, DNV, 2007 – www.hse.gov.uk.
50. CER-O40-RE-0001-000. Исследование разливов нефти в северной части Каспийского моря: утечки из трубопроводов, выброс из скважин и другие разливы, 2017.
51. AK00-00-000-E2-H-RE-0004-000. Aktote Kairan Concept Select – Consequence Analysis, 2021.
52. HSE-H24-RE-0011-000. Отчет о КОР за пределами площадки, 2019.
53. KE01-A1-000-22-H-RE-0001-000. Aktote Kairan Concept Select – Quantitative Risk Assessment Report, 2022.
54. AK00-00-000-E2-H-RE-0003-000.Aktote-Kairan Project – Concept Select HAZID Report.
55. Oil Spill Response Contingency Plan, 2022.
56. Давыдова С.Л., Тагасов В.И. Нефть и нефтепродукты в окружающей среде. Учеб. пособие. - М.: Изд-во РУДН, 2004. - 163 с.
57. Морозов Н.В. Экологическая биотехнология: очистка природных и сточных вод макрофитами. – Казань, 2001. – 395 с.
58. Lewis M., Pryor R. Toxicities of oils, dispersants and dispersed oils to algae and aquatic plants: Review and database value to resource sustainability // Environmental Pollution. – 2013. – V. 180. – P. 345–367.
59. ORM-H24-GL-0003-000 A01 QRA Methodology and Rule sets.
60. HSE-H24-RE-0008-000 A01 Review of Kashagan Pipeline Release Frequencies.
61. ORM-H24-RE-0001-000 КОР для Установки комплексной подготовки нефти и газа.

 NCOC <small>NOORTH CASPIAN OPERATING COMPANY</small>	ЗАКАЗЧИК: Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.	КОНТРАКТ: №UI176632	
	ПРОЕКТ: ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ К ПРОЕКТУ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКТОТЫ		
 Sustainable Ecology Development	ИСПОЛНИТЕЛЬ: ТОО «SED»		
<p>ПРИЛОЖЕНИЕ 1</p> <p>ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ ТОО «SED» НА ВЫПОЛНЕНИЕ РАБОТ И ОКАЗАНИЕ УСЛУГ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ № 01804Р ОТ 15.12.2015 Г.</p>			
ТОО «SED» Республика Казахстан, 050043, г. Алматы, ул. Аскарова, 3 Тел. 8 (727) 247-23-23, 247-26-36, факс: 338-23-74 E-mail: sed@sed.kz WEB Сайт: http://www.sed.kz		ДАТА: 08/2022	СТАДИЯ: Заключительная
		ДАТА: 07/2022	СТАДИЯ: Предварительная

15021708



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

15.12.2015 года

01804P

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

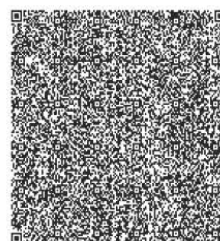
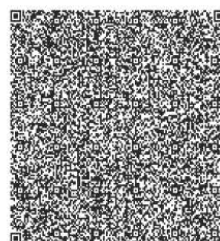
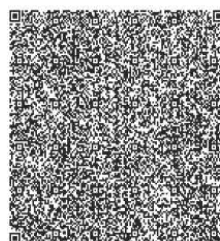
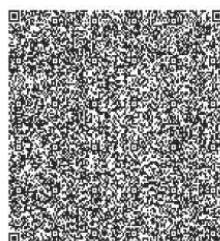
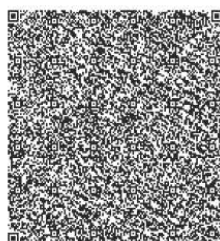
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 06.08.2007

Срок действия
лицензии

Место выдачи

г. Астана



15021708

Страница 1 из 1



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01804P

Дата выдачи лицензии 15.12.2015 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Экологический аудит для I категории хозяйственной и иной деятельности
- Природоохранное проектирование, нормирование для I 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

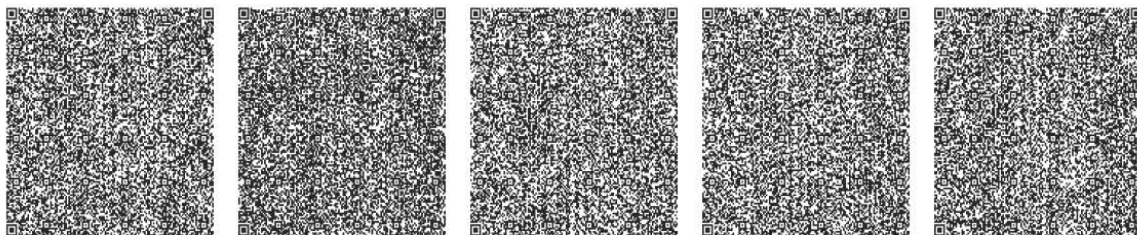
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения 001

Срок действия

Дата выдачи приложения 15.12.2015

Место выдачи г. Астана



Ослаждает «Электронный документ имеет электронную цифровую подпись туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қазырданғы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қажет тәсілдермен құрастырылған мақалалық бірдей. Дәлелділік үшінгіңізге сәйкесінше 1-ші тармақ 7-ші тармақ 2003 жылғы 7-ші қаңтардағы Заңымен «Об электронной документации и электронной цифровой подписи» разноименный документу на бұқалмақшықтығы.



ЗАКАЗЧИК:
Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.

КОНТРАКТ:
№UI176632

ПРОЕКТ:
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ К ПРОЕКТУ
ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКТОТЫ



ИСПОЛНИТЕЛЬ:
ТОО «SED»

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

**КЛИМАТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
ПО ДАННЫМ МЕТЕОСТАНЦИЙ КУЛЬСАРЫ И ПЕШНОЙ**

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

ДАТА:
08/2022

СТАДИЯ:
Заключительная

ДАТА:
07/2022

СТАДИЯ:
Предварительная

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ
ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
«Қазгидромет» шаруашылық жүргізу
құқығындағы Республикалық
мемлекеттік кәсіпорнының
Атырау облысы бойынша филиалы



МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ,
ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Филиал Республиканского
государственного предприятия на
праве хозяйственного ведения
«Казгидромет» по Атырауской области

060011, Атырау қаласы, Т. Бигельдинов көшесі 10А
тел./факс: 8/7122/ 26-27-68
e-mail: info_atr@meteo.kz

060011, город Атырау, ул. Т. Бигельдинова 10А
тел./факс: 8/7122/ 26-27-68
e-mail: info_atr@meteo.kz

№24-3-01/100/
от 12.05.2020

Директору ТОО «SED»
Носкову В.В.

Филиал РГП «Казгидромет» по Атырауской области на Ваш запрос от 04.05.2020г. б/н предоставляет климатические данные за 2015-2019гг. по данным МС Кульсары Жылыойского района Атырауской области.

Приложение – 1 лист.

Директор



Туленов С.Д.

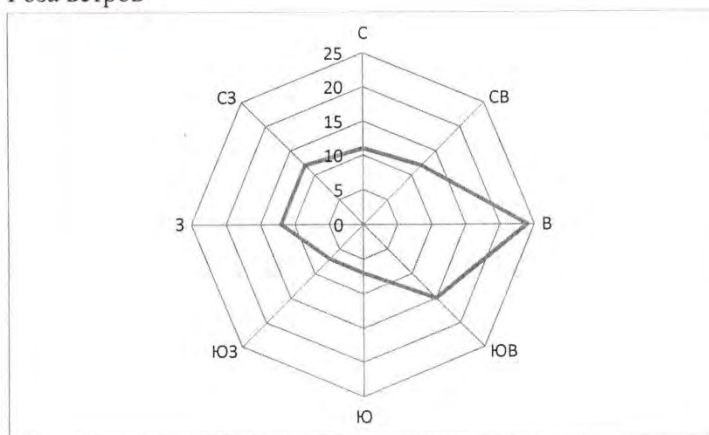
Исп.: Дюсекенова А.Е.
тел.: 87122262768

Климатические данные за 2015-2019гг. по данным МС Кульсары
Жылыойского района Атырауской области

1. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца: +42,8С (август)
2. Средняя температура воздуха самого холодного воздуха: -7,7С (январь)
3. Средняя скорость ветра, превышение которой составляет 5%: 9 м/с
4. Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %:

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

Роза ветров



5. Средняя скорость ветра по направлениям, м/с:

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

Исп.: Дюсекенова А.Е.
тел.: 87122262768

ҚАЗАҚСТАН
РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ
ЭНЕРГЕТИКА МИНИСТРЛІГІ
«Қазгидромет» шаруашылық жүргізу
құқындағы Республикалық
мемлекеттік кәсіпорнының
Атырау облысы бойынша филиалы



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Филиал Республиканского
Государственного предприятия на
праве хозяйственного ведения
«Казгидромет» по Атырауской области

060011 Атырау қаласы, Т.Бегелдинов к. 10 А
тел./факс: 8(7122)26-27-68
info_atr@meteo.kz

060011 город Атырау, ул.Т.Бегелдинова, 10а
тел./факс: 8(7122) 26-27-68
info_atr@meteo.kz

Исх. № 24-3-01/2671
От 24.10.2019


Заместителю директора
ТОО «SED»
Жильникову А.В.

Филиал РГП «Казгидромет» по Атырауской области на Ваш запрос от 17.10.2019г. за № 211-10-2019 предоставляет метеорологическую климатическую информацию за 2009-2018гг. по МС Пешной Атырауской области.

Приложение: 1 лист.

Директор филиала


Тулєнов С.

Исп.: Малышева Л. 
Тел.: 87122262791

Приложение-1

Метеорологическая климатическая информация за 2009-2018гг. по данным МС Пешной.

1. Среднемесячная температура воздуха, °С (2009-2018гг.)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
-7.3	-6.8	1.1	11.0	19.8	24.1	26.0	24.2	17.5	8.6	1.5	-3.3

2. Среднее количество выпавших осадков, мм по месяцам. (2009-2018гг.)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
17.0	9.2	16.1	15.2	32.4	7.3	6.8	6.1	7.3	14.5	10.9	14.9

3.	Средняя максимальная температура воздуха, °С самого жаркого месяца (июль) 2009-2018гг.	32.5
4.	Средняя минимальная температура воздуха, °С самого холодного месяца (январь, февраль) 2009-2018гг.	-10.5

5. Скорость ветра, повторяемость которой составляет 5% (2009-2018гг.) - 9м/с

6. Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %: (1981-2015гг.)

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
9	12	18	14	6	16	12	13	17



7. Средняя скорость по направлениям, м/с (1981-2015гг.)

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
3.1	3.0	4.0	4.4	2.6	5.0	3.8	3.7	3.7

8. Среднее число дней со снежным покровом, средняя высота снежного покрова, среднее число дней с опасными гидрометеорологическими явлениями (ветер, туман, гроза, метель) 2009-2018гг.

Среднее число дней со снежным покровом	Средняя высота снежного покрова, см	Среднее число дней с ветром более 15м/с	Среднее число дней с туманами	Среднее число дней с грозами	Среднее число дней с метелями
47	4	15	20.6	9.5	0.7

Исп.: Малышева Л.

	ЗАКАЗЧИК: Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.	КОНТРАКТ: №UI176632	
	ПРОЕКТ: ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ К ПРОЕКТУ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКТОТЫ		
	ИСПОЛНИТЕЛЬ: ТОО «SED»		
<p>ПРИЛОЖЕНИЕ 3</p> <p>ЗАКЛЮЧЕНИЕ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ СФЕРЫ ОХВАТА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ</p>			
ТОО «SED» Республика Казахстан, 050043, г. Алматы, ул. Аскарова, 3 Тел. 8 (727) 247-23-23, 247-26-36, факс: 338-23-74 E-mail: sed@sed.kz WEB Сайт: http://www.sed.kz		ДАТА: 08/2022	СТАДИЯ: Заключительная
		ДАТА: 07/2022	СТАДИЯ: Предварительная

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ
ТАБИғИ РЕСУРСТАР
МИНИСТРЛІГІ

ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ
ЖӘНЕ БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІ

010000, Нұр-Сұлтан қ., Мәңгілік ел даңғ., 8
«Министрліктер үйі», 14-кіреберіс
Тел.: 8(7172)74-01-05, 8(7172)74-08-55



Министерство
ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

КОМИТЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ

010000, г. Нур-Султан, просп. Мангилик ел, 8
«Дом министерств», 14 подъезд
Тел.: 8(7172) 74-01-05, 8(7172)74-08-55

Қазақстан Республикасының

Филиал "Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В."

Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду

На рассмотрение представлено: Заявление о намечаемой деятельности «Пробная эксплуатация месторождения (м.) Актоты».

Материалы поступили на рассмотрение KZ13RYS00242734 от 04.05.2022 года.

Общие сведения

Намечаемая деятельность – пробная эксплуатация месторождения Актоты относится разделу 2 «Разведка и добыча углеводородов».

Месторождение Актоты расположено в 50 км восточнее месторождения Кашаган и в 30 км от побережья северной части Каспийского моря. Административно относится к Атырауской области и располагается на расстоянии 110 км к югу от г. Атырау. Действующая к началу пробной эксплуатации, наземная технологическая установка (НТУ) будет расположена в Жылыойском районе Атырауской области в 60 км юго-западнее г. Кульсары и в 45 км севернее месторождения Тенгиз.

Месторождение Актоты относится к газоконденсатному месторождению с высоким содержанием сероводорода. В настоящее время на существующем острове (132 x 90 м) пробурены и законсервированы две скважины. Пробная эксплуатация м. Актоты предполагает добычу углеводородов с 5-ти новых скважин, расположенных на острове DC-01 в пиковом объеме по конденсату 36 тыс. бар/сут, по газу 313 млн. ст. куб. фут/сут. Флюид будет транспортироваться по многофазному трубопроводу в действующую на тот момент НТУ для подготовки газа и нефти. Весь объем сырого газа м. Актоты (~ 300 млн. ст. куб. фут/сут) будет закачиваться обратно в пласт. Очищенная нефть будет подаваться в магистральный нефтепровод.

Пробная эксплуатация м. Актоты предполагается совместно с месторождениями Кашаган и Кайран, когда месторождение Кайран уже будет в полномасштабной разработке. Месторождение Актоты начнет разрабатываться и будет подключено к действующему НТУ, где подготавливается продукция месторождений Кашаган и Кайран. Скважинный флюид с м. Актоты будет подаваться по многофазному трубопроводу на существующую НТУ. После разделения жидкая фаза с м. Актоты смешивается с жидкой фазой месторождений Кашаган и Кайран. Жидкости после сепарации направляются на установки обезвоживания и обессоливания. Очищенная нефть перекачивается в резервуары хранения и экспортируется в магистральный нефтепровод. Потоки газа после осушки и достижения точки росы направляются для закачки в пласт месторождений Кайран и Кашаган. Пластовые воды очищаются от сероводорода и нефтепродуктов и направляются по трубопроводу сточной воды на пруды-испарители.

Предположительные сроки начала пробной эксплуатации м. Актоты – 2051 год, завершение – 2053 год. Строительство и попутная утилизация объектов не входят в рамки намечаемой деятельности.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарында қабылданған «Электрондық құжат туралы» Заңының 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.e-sense.kz порталында қорғалған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.e-sense.kz порталында тексері 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.e-sense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.e-sense.kz.



Водоснабжение будет осуществляться через новый водовод от водовода «Астрахань-Мангышлак» до НТУ. Водоохранные зоны. Трасса многофазного трубопровода пересекает водоохранную зону Каспийского моря.

При эксплуатации наземных объектов планируется сброс очищенных сточных вод в собственные пруды-испарители. Сброс воды в собственные приемники сточных вод будет сопровождаться согласно ст.66 ВК РК оформлением разрешения на специальное водопользование. Питьевая вода может быть получена из технической. Технология очистки будет уточняться на следующих этапах проектирования. Качество питьевой воды будет соответствовать требованиям СП «Санитарно-эпидемиологические требования к водоносчикам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденные приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 16 марта 2015 г.

Всего (в год максимальной нагрузки) 152564 м³/год, из них технического качества – 148302 м³/год, питьевого качества – 4262 м³. Объемы водопотребления воды будут уточнены на последующих стадиях проектирования.

При пробной эксплуатации на море: электроснабжение DC-01 подводным силовым кабелем от НТУ. Обеспечение метанолом, азотом и другими химическими реагентами подводными комбинированными реагентопроводами от НТУ. Расход дизтоплива для резервных дизгенераторов составит 606,4 т/год. Объем технологически неизбежного сжигания (ТНС) топливного газа при постоянной продувке факельных коллекторов, дежурных горелок, подаче уплотнительного газа и при проведении пуско-наладочных работ составит 7,7 млн.ст.м³/год. Объем ТНС сырого газа ориентировочно составит 27,8 млн.ст.м³/год. При пробной эксплуатации на суше: электроснабжение от собственных газотурбинных установок, доставка химреагентов железнодорожным (ж/д) транспортом. Расход топливного газа газотурбинными генераторами составит 289,7 млн.ст.м³/год. Расход дизтоплива резервными дизгенераторами составит 966,8 т/год. Объем технологически неизбежного сжигания топливного газа при постоянной продувке факельных коллекторов, дежурных горелок, подаче уплотнительного газа и при проведении пуско-наладочных работ составит 28,7 млн.ст.м³/год. Объем ТНС сырого газа ориентировочно составит 53,7 млн.ст.м³/год. Указанные объемы будут уточнены на последующих стадиях проектирования.

Ожидаемый объем выбросов ЗВ на море на DC-01 м.Актоты (макс. показатели в 2051г) составит: азота диоксид(2кл.оп) 98,2т/г; азота оксид(3кл.оп)15,9т/г; соляная кислота (2кл.оп) 0,0012т/г; сажа(3кл.оп)66,9т/г; сера диоксид(3кл.оп)18541,1т/г; сероводород(2кл.оп) 16,0т/г; сероуглерод(2кл.оп) 0,00007т/г; окись углерода(4кл.оп)672,3т/г; углерода сероокись 0,0003т/г; циклогексан (4кл.оп)0,015т/г; циклопентан 0,0013т/г; метан 16,4т/г; углеводороды пред. C1-C5 0 1,885т/г; углеводороды пред. C6-C10 0,065т/г; бензол (2кл.оп) 0,0062т/г; ксилол (3кл.оп) 0,049 т/г; толуол (3кл.оп) 0,297т/г; 1,2,4-триметилбензол (2кл.оп) 0,015 т/г; этилбензол (3кл.оп) 0,001т/г; бенз/а/пирен (1кл.оп) 0,00003т/г; п-аминофенол 0,044 т/г; изопропиловый спирт (3кл.оп) 0,0074 т/г; метанол (3кл.оп) 1,577т/г; формальдегид (2кл.оп) 0,303 т/г; бутилмеркаптан (3кл.оп) 0,0008 т/г; метилмеркаптан (4кл.оп) 0,019 т/г; пропилмеркаптан (3кл.оп) 0,0009 т/г; этилмеркаптан (3кл.оп) 0,013 т/г; триалкиламины 0,007 т/г; масло минеральное нефтяное 3,036 т/г; сольвент нефтя 0,493 т/г; углеводороды пред.C12-C19 (4кл.оп) 16,378 т/г; глицерин 0,2596 т/г. Ожидаемый объем выбросов ЗВ на суше НТУ м.Актоты (макс.показатели в 2051г.) составит:59802,7т/г, из них:азота диоксид (2кл.оп) 832,4 т/г; азота оксид (3кл.оп) 135,3 т/г; сажа (3кл.оп) 205,3 т/г; сера диоксид (3кл.оп) 55711,0 т/г; сероводород (2кл.оп) 56,6 т/г; сероуглерод (2кл.оп) 0,0012 т/г; окись углерода (4кл.оп) 2563,2 т/г; углерода сероокись 0,0085 т/г; циклогексан (4кл.оп) 0,078 т/г; циклопентан 0,030 т/г;метан 49,4т/г; углеводороды пред.C1-C5 146,2 т/г; углеводороды пред.C6-C10 22,6 т/г; бензол (2кл.оп)0,376т/г;ксилол(3кл.оп) 0,133т/г; толуол (3кл.оп) 0,335 т/г; 1,2,4-триметилбензол (2кл.оп) 0,053 т/г; этилбензол (3кл.оп) 0,007 т/г; бенз/а/пирен (1кл.оп) 0,0005 т/г; метанол (3кл.оп) 59,1 т/г; этиленгликоль 0,181 т/г; формальдегид (2кл.оп) 0,212 т/г; бутилмеркаптан (3кл.оп) 0,015 т/г; метилмеркаптан (4кл.оп) 0,153 т/г; смесь природных меркаптанов (3кл.оп) 0,002 т/г; пропилмеркаптан (3кл.оп) 0,029 т/г; этилмеркаптан (3кл.оп) 0,070 т/г; масло минеральное нефтяное 3,938 т/г; углеводороды пред. C12-C19 (4 кл.оп) 16,093т/г.

На море: Производственно-ливневые стоки, собираемые открытой системой дренажа

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық 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.eicense.kz порталында тексері 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.eicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.eicense.kz.



Предполагаемые объемы: 1640 м³/год. На суше: Все сточные воды отдельными потоками будут очищаться на очистных сооружениях и сбрасываться в пруды-накопители (испарители).

Предполагаемые объемы водоотведения (в год максимальной нагрузки): всего 173972 м³, в том числе: производственные – 171841 м³, хозяйственно-бытовые сточные воды – 2131 м³, безвозвратные потери и потребление – 29091 м³. Передача на собственные очистные сооружения (ОС) - 173972 м³. Дебаланс (50499 м³) объясняется кислыми и пластовыми водами после сепарации флюида, а также ливневыми водами. Нормативы эмиссий на следующих стадиях разработки проекта ожидаются на сброс очищенных производственных вод на новые пруды-испарители (ингредиенты: взвешенные вещества, нефтепродукты, железо общее (3), сухой остаток, метанол (2), сероводород (4)). Указанные объемы будут уточнены на последующих стадиях проектирования.

Ожидается образование 34-х видов отходов производства и потребления, из которых 15 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 7 видов соответственно. Основными источниками образования отходов производства и потребления будут: эксплуатация основного и вспомогательного технологического оборудования, капитальные и текущие ремонты оборудования, жизнедеятельность персонала и пр. Ориентировочный объем опасных отходов (непригодные сигнальные средства; нефтесодержащие отходы; нефтешлам; отработанные аккумуляторы; остатки химреагентов жидкие и твердые; отработанные газовые баллоны; отработанные источники питания; отработанные технические масла; отходы от процессов осушки и катализа с низким уровнем опасности; очищенный осадок подготовки нефти; промасленные отходы; ртутьсодержащие отходы; сернистые отходы; некондиционные огнеупорные и футеровочные материалы) составит – 1748,8 тонн/год. Ориентировочный объем не опасных отходов (коммунальные отходы; металлолом; отработанные фильтры установки водоочистки и водоподготовки; отходы бетона; отходы бумаги и картона; отходы пластика; отходы РТИ; пищевые отходы) составит – 184,1 тонн/год.

Ориентировочный объем зеркальных (опасных) отходов (медицинские отходы; осадок хоз-бытовых сточных вод; остатки лакокрасочных материалов) составит – 36,6 тонн/год. Ориентировочный объем зеркальных (не опасных) отходов (бытовые жиры; древесные отходы; изношенные средства защиты и спецодежда; отработанное пищевое масло; отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха; отходы абразива; портативное оборудование и оргтехника строительные отходы) составит – 157,7 тонн/год. Всего 2127,2 т/год. Все образуемые отходы будут накапливаться в специально отведенных местах, затем в полном объеме передаваться на договорной основе компаниям, чья деятельность связана с переработкой /утилизацией/ захоронением отходов.

Выводы:

При разработке отчета о возможных воздействиях необходимо учесть:

Пункт 1. Необходимо учесть перечень мероприятий по охране окружающей среды согласно Приложению 4 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК (далее - Кодекс). При этом необходимо согласование БВИ и соблюдение требований Водного Кодекса РК.

2. Одним из принципов правового регулирования экологических отношений, в соответствии согласно п.3 ст.5 Экологического Кодекса Республики Казахстан (далее – Кодекс), является принцип предосторожности. При наличии риска причинения вследствие какой-либо деятельности экологического ущерба, имеющего существенные и необратимые последствия для природной среды и (или) ее отдельных компонентов, или вреда жизни и (или) здоровью людей должны быть приняты эффективные и пропорциональные меры по предотвращению наступления таких последствий при экономически приемлемых затратах, несмотря на отсутствие на современном уровне научных и технических знаний возможности обосновать и достаточно оценить вероятность наступления указанных отрицательных последствий.

В соответствии с п.п. 2 п. 4 Кодекса отчет о возможных воздействиях, должен содержать описание возможных вариантов осуществления намечаемой деятельности с учетом ее особенностей и возможного воздействия на окружающую среду, также вариант

выбранный инициатором намечаемой деятельности для применения, обоснование

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық 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 тексері 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.



варианта, наиболее благоприятного с точки зрения охраны жизни и (или) здоровья людей, окружающей среды.

3. Необходимо рассмотреть вопрос разработки наилучших доступных техник (НДТ – направленные на снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу).

Пункт 2. При временном накоплении неопасных отходов необходимо учесть требования ст.320 Кодекса: 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. 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).

Пункт 3. Согласно ст.269 Кодекса в заповедной зоне в северной части Каспийского моря устанавливается следующий режим пользования:

1) для обеспечения нормального нерестового хода рыб и ската молоди в море запрещаются в период с 1 апреля по 15 июля проведение строительных и геофизических работ, испытание скважин и судоходство в приустьевых районах рек Урала и Волги в радиусе 50 километров от наиболее выдвинутой в сторону моря точки казахстанской части наземной дельты реки Волги и наиболее выдвинутой в сторону моря точки наземной дельты реки Урала, а также в полосе шириной 15 километров от береговой линии на 1 января 1994 года между границами вышеуказанных придельтовых пространств и далее на восток до реки Эмба. При этом допускается судоходство судов, осуществляющих промысел рыбы и ее транспортировку, выставление, замену, снятие и проверку средств навигационной обстановки, научно-исследовательские работы по согласованию с уполномоченным государственным органом в области охраны, воспроизводства и использования животного мира;

2) в период, указанный в подпункте 1) настоящего пункта, процесс добычи нефти должен быть переведен на автономное обеспечение оборудованием, химическими реагентами, горюче-смазочными и другими материалами, продовольствием. Должны быть приняты все меры, обеспечивающие накопление и хранение отходов процесса добычи нефти для их последующего вывоза по окончании периода запрета;

3) в целях сохранения птиц в местах гнездования (в тростниковых зарослях, на песчаных прибрежных косах и островах) запрещаются в период, указанный в подпункте 1) настоящего пункта, проведение строительных работ, а также испытание скважин;

4) проведение работ в сроки, отличные от указанных в подпункте 1) настоящего пункта, в пределах тростниковых зарослей (естественного биологического фильтра) на границе суша – море регулируется решениями уполномоченных государственных органов в области охраны окружающей среды и особо охраняемых природных территорий с учетом сезона года;

5) для сохранения популяции каспийского тюленя проведение операций по разведке и (или) добыче углеводородов с октября по май месяцы должно осуществляться на расстоянии не ближе 1852 метров (одной морской мили) от мест их концентрации. Учитывая смену лежбищ, должны быть приняты все возможные меры для выявления мест концентрации тюленей;

6) во избежание негативных воздействий на птиц и каспийских тюленей запрещается пролет воздушного транспорта над установленными местами их обитания и размножения на высоте ниже одного километра, кроме случаев проведения научно-исследовательских и аварийно-спасательных работ с предварительным уведомлением уполномоченных государственных органов в области охраны окружающей среды и особо охраняемых природных территорий.

3. Для обеспечения устойчивого существования экосистемы государственной заповедной зоны в северной части Каспийского моря при проектировании разведки и добычи на море максимально ограничиваются строительство буровых оснований, испытание скважин и судоходство.

Пункт 4. Ширина водоохранной зоны по берегу Каспийского моря принимается равной двум тысячам метров от отметки среднегололетнего уровня моря за последнее десятилетие, равной минус 27 метров, за исключением случаев, предусмотренных пунктом

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7-ші қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық қолжазбалықтар туралы заңның» 1-бабына сәйкес Қазақстан Республикасының заңы болып табылады. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексері 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.



Пункт 5. Согласно ст. 271 Кодекса района охраны прибрежных вод в северной части Каспийского моря в местах водопользования населения устанавливаются местными исполнительными органами в пределах своей компетенции с учетом фактического и перспективного водопользования. Ширина территории такого района в сторону моря должна быть не менее 3,9 километра от отметки среднегодового уровня моря за последнее десятилетие. Прибрежная полоса суши, выделяемая в составе районов охраны прибрежных вод в северной части Каспийского моря, в местах водопользования населения соответствует водоохранной зоне Каспийского моря как в части определения границ, так и режима охраны.

Пункт 6. Экологические требования при осуществлении деятельности в пределах зоны влияния сгонно-нагонных колебаний уровня Каспийского моря.

1. Зона влияния сгонно-нагонных колебаний уровня Каспийского моря не имеет четко фиксированных границ и ориентировочно распространяется от абсолютных отметок минус 29 метров в пределах акватории до минус 26 метров на суше.

В пределах зоны влияния сгонно-нагонных колебаний уровня Каспийского моря запрещаются:

1) проектирование, строительство и ввод в эксплуатацию новых и реконструируемых объектов, не обеспеченных сооружениями и устройствами, предотвращающими загрязнение и засорение водных объектов и их водоохранных зон и полос;

2) размещение и строительство за пределами населенных пунктов складов для хранения нефтепродуктов, пунктов технического обслуживания техники, механических мастерских, моек, организация и обустройство мест размещения отходов, а также размещение других объектов, негативно влияющих на качество воды;

3) производство строительных, дноуглубительных и взрывных работ, добыча полезных ископаемых, прокладка кабелей, трубопроводов и других коммуникаций, выполнение буровых, сельскохозяйственных и иных работ без экологического разрешения.

Пункт 7. При осуществлении деятельности в государственной заповедной зоне в северной части Каспийского моря должны соблюдаться следующие экологические требования:

1) работы, связанные с выемкой и перемещением грунтов, допускаются при наличии специального разрешения, выдаваемого уполномоченным государственным органом по изучению недр, за исключением аварийно-спасательных работ;

2) строительство, монтаж и демонтаж сооружений могут осуществляться только при использовании технологий, обеспечивающих сбор всех видов загрязняющих веществ;

3) при проведении любых видов строительных и иных работ запрещается использование взрывных работ в толще воды и на морском дне;

4) 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;

5) запрещаются нарушение мест гнездования водоплавающих и околоводных птиц, а также преграждение доступа к нерестилищам осетровых рыб;

6) забор воды из моря допускается только при условии оснащения водозаборных сооружений рыбозащитными устройствами;

7) на водозаборных сооружениях должны быть установлены технические устройства для непрерывного контроля эффективности работы рыбозащитных устройств;

8) запрещается сброс отходов в море;

9) 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, балластных 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;

10) 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;

11) маршруты для транспорта должны выбираться таким образом, чтобы

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық қолтаңба» туралы заңның 7-бабын тармағына сәйкес қазіргі таңда заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексері 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.



12) запрещается прокладка железнодорожных путей, автомобильных дорог, магистральных трубопроводов, не предусмотренных проектами в зоне действия специальных требований.

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.

Пункт 8. Экологические требования при проведении разведки и (или) добычи углеводородов на море в государственной заповедной зоне в северной части Каспийского моря.

1. При проведении разведки и (или) добычи углеводородов на море в государственной заповедной зоне в северной части Каспийского моря недропользователь в дополнение к иным экологическим требованиям, предусмотренным настоящим Кодексом, обязан обеспечить соблюдение экологических требований, установленных настоящей статьей.

2. При обнаружении в пределах контрактной территории ранее пробуренных скважин недропользователь обязан принять их на баланс и проводить по ним мониторинг.

3. Запрещается сжигание флюидов на факелах при эксплуатации скважин, за исключением случаев угрозы возникновения аварийной ситуации.

4. Сжигание углеводородов на факелах при испытании скважин должно быть сведено до минимума с применением наилучшей доступной техники, являющейся наиболее безопасной для окружающей среды. Обоснование применения соответствующей техники осуществляется при проведении оценки воздействия на окружающую среду.

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.

5. В случае расположения скважины на путях миграции птиц должны быть приняты организационно-технические меры для исключения причинения ущерба орнитофауне.

6. 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 принципами и методами, принятыми в международной практике в области охраны окружающей среды при проведении операций по разведке и (или) добыче углеводородов.

7. Закачка отходов бурения в недра запрещается без предварительных операций по их обезвреживанию, определяемых в утвержденном проектом документе для проведения операций по недропользованию.

8. Закачка в недра попутного газа в северной части Каспийского моря, обеспечивающая увеличение нефтеотдачи путем поддержания пластового давления, сверх норм, предусмотренных утвержденным проектом документом для проведения операций по недропользованию, а также нагнетание попутного газа сверх проектных показателей запрещаются.

9. 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.

10. Морские объекты, признаваемые в качестве таковых в соответствии с Кодексом Республики Казахстан "О недрах и недропользовании", и обслуживающие их суда

должны быть оборудованы установкой для очистки и обеззараживания сточных вод или Д

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қажат бетіндегі заңмен тең.
 Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексері 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.



береговые приемные устройства. Для сбора или обработки мусора (измельчения или прессования) должны быть предусмотрены соответствующие устройства. Допускается сжигание медицинских и пищевых отходов с применением наилучших доступных техник в соответствии с утвержденным проектным документом.

11. 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.

12. В составе буровых и тампонажных жидкостей не должны применяться вещества, не согласованные в составе утвержденного технического проекта.

13. Буровые установки необходимо комплектовать двигателями внутреннего сгорания, отвечающими требованиям Международной морской организации по предельным значениям выхлопов угарных газов.

14. Энергоустановки должны комплектоваться двигателями внутреннего сгорания или турбинами двойного топлива (дизельное топливо – газ).

15. При проведении оценки воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности по разведке и (или) добыче углеводородов на море в государственной заповедной зоне в северной части Каспийского моря анализ современного состояния ранее изученного района намечаемой деятельности должен быть основан на результатах полевых исследований, проведенных не ранее чем за четыре года до представления отчета об оценке воздействия на окружающую среду.

16. Обязательным элементом при оценке воздействия на окружающую среду является анализ альтернативных вариантов, включая отказ от проведения разведки на особо уязвимых участках акватории Каспийского моря и прибрежной зоны.

17. В водоохранной зоне и на мелководных прибрежных участках моря глубиной не более десяти метров бурение скважин осуществляется с помощью буровых установок на электроприводе от внешних сетей. Если бурение ведется буровой установкой от генератора с дизельным топливом и дизельным приводом, то выпуск неочищенных выхлопных газов в атмосферу с таких установок должен быть снижен до минимума.

18. 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.

Пункт 9. Предложения и замечания Министерства энергетики РК.

- В случае самостоятельного выполнения заявителем работ по составлению проектных документов в сфере углеводородов, необходимо получение в Министерстве энергетики РК Лицензии на работы и услуги в сфере углеводородов на следующие подвиды деятельности: - Составление базовых проектных документов для месторождений углеводородов и анализ разработки месторождений углеводородов; - Составление технических проектных документов для месторождений углеводородов.

- В случае самостоятельного выполнения заявителем работ по эксплуатации в сфере углеводородов, необходимо получение в Министерстве энергетики РК Лицензии на работы и услуги в сфере углеводородов на следующие подвиды деятельности по эксплуатации:

1. Промысловые исследования при разведке и добыче углеводородов;
2. Сейсморазведочные работы при разведке и добыче углеводородов;
3. Геофизические работы при разведке и добыче углеводородов;
4. Прострелочно-взрывные работы в скважинах при разведке и добыче углеводородов;
5. Бурение скважин на суше, на море и на внутренних водоемах при разведке и добыче углеводородов;
6. Подземный ремонт, испытание, освоение, опробование, консервация, ликвидация скважин при разведке и добыче углеводородов;

7. Цементация скважин при разведке и добыче углеводородов;

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексері аласыз. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.



скважин при разведке и добыче углеводородов;

9. Работы по предотвращению и ликвидации разливов на месторождениях углеводородов на море.

- Согласно пункту 1 статьи 146 Кодекса «О недрах и недропользовании», сжигание сырого газа в факелах запрещается, за исключением случаев:

- 1) угрозы или возникновения аварийных ситуаций, угрозы жизни персоналу или здоровью населения и окружающей среде;
- 2) при испытании объектов скважин;
- 3) при пробной эксплуатации месторождения;
- 4) при технологически неизбежном сжигании сырого газа.

Порядок выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах утверждается уполномоченным органом в области углеводородов. Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 25 апреля 2018 года № 140 утверждены Правила выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах.

- В соответствии с пунктом 1 статьи 23 Кодекса «О недрах и недропользовании», в случаях, предусмотренных настоящим Кодексом, операции по недропользованию могут проводиться только при наличии проектного документа, предусматривающего проведение таких операций. Также согласно пункту 1 статьи 134 Кодекса «О недрах и недропользовании», операции по недропользованию по углеводородам осуществляются в соответствии со следующими проектными документами: 1) базовые проектные документы: проект разведочных работ; проект пробной эксплуатации; проект разработки месторождения углеводородов; 2) технические проектные документы, перечень которых устанавливается в единых правилах по рациональному и комплексному использованию недр. Государственная экспертиза базовых проектных документов в сфере недропользования по углеводородам регулируется статьей 140 Кодекса «О недрах и недропользовании». Вместе с тем, согласно пункту 3 статьи 134 Кодекса «О недрах и недропользовании», проект разведочных работ (изменения и дополнения к нему), предусматривающий (предусматривающие) бурение и (или) испытание скважин, проект пробной эксплуатации (изменения и дополнения к нему) и проект разработки месторождения (изменения и дополнения к нему) подлежат государственной экспертизе проектных документов при наличии соответствующего экологического разрешения.

Пункт 10. Департамент экологии по Атырауской области, рассмотрев Заявление о намечаемой деятельности №KZ13RYS00242734 от 04.05.2022 года Филиала "Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В." (НКОК) сообщает следующее.

Согласно заявлению, намечаемая деятельность направлена на пробную эксплуатацию месторождения Актоты. Месторождение расположено на северной части Каспийского моря.

В рамках данного проекта предусматривается добыча углеводородов с 5-ти скважин.

1. В соответствии с постановлением акимата Атырауской области от 12 апреля 2012 года № 99 «Об установлении водоохранных зон и полос в Атырауской части Каспийского моря» и со ст. 223 Экологического кодекса РК (далее- Кодекс) в пределах водоохранной зоны запрещаются:

1) проектирование, строительство и ввод в эксплуатацию новых и реконструируемых объектов, не обеспеченных сооружениями и устройствами, предотвращающими загрязнение и засорение водных объектов и их водоохранных зон и полос;

2) размещение и строительство за пределами населенных пунктов складов для хранения нефтепродуктов, пунктов технического обслуживания спецтехники, механических мастерских, моек, мест размещения отходов, а также размещение других объектов, негативно влияющих на качество воды;

3) производство строительных, дноуглубительных и взрывных работ, добыча полезных ископаемых, прокладка кабелей, трубопроводов и других коммуникаций, буровых, сельскохозяйственных и иных работ, за исключением случаев, когда эти работы согласованы с уполномоченными государственными органами в области охраны окружающей среды и использования и охраны водного фонда.

Также, согласно п.3. ст.269 Кодекса для обеспечения устойчивого существования экосистемы государственной заповедной зоны в северной части Каспийского моря при проектировании, разведке и добычи на море, максимально ограничивается строительство

Эл. журнал КР 2003 жылғы қаңтар айының 7-санында құрылған. Электрондық журнал түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Электрондық журнал www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық журнал 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.



При разработке проекта необходимо учитывать указанные ограничения.

2. Кроме того, согласно заявлению, намечаемая деятельность будут осуществляться в три навигационных сезона - 2051, 2052 и 2053 годов.

Однако, согласно ст. 257 Кодекса установлены ограничения режима осуществления деятельности в государственной заповедной зоне в северной части Каспийского моря.

В заповедной зоне в северной части Каспийского моря устанавливается следующий режим пользования:

Для обеспечения нормального нерестового хода рыб и ската молоди в море запрещаются в период с 1 апреля по 15 июля проведение строительных и геофизических работ, испытание скважин и судоходство в приустьевых районах рек Урала и Волги в радиусе 50 километров от наиболее выдвинутой в сторону моря точки казахстанской части наземной дельты реки Волги и наиболее выдвинутой в сторону моря точки наземной дельты реки Урала, а также в полосе шириной 15 километров от береговой линии на 1 января 1994 года между границами вышеуказанных придельтовых пространств и далее на восток до реки Эмба. При этом допускается судоходство судов, осуществляющих промысел рыбы и ее транспортировку, выставление, замену, снятие и проверку средств навигационной обстановки, научно-исследовательские работы по согласованию с уполномоченным государственным органом в области охраны, воспроизводства и использования животного мира.

При разработке проекта необходимо учитывать указанные ограничения. Проект необходимо согласовать с уполномоченными государственными органами: Бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов (при размещении объектов или осуществлении деятельности на водоохранной территории); Управления земельными ресурсами, Комитет рыбного хозяйства, Комитет санитарно-эпид.контроля.

3. Необходимо предусмотреть в проекте сведения о ликвидации при возможных аварийных ситуациях.

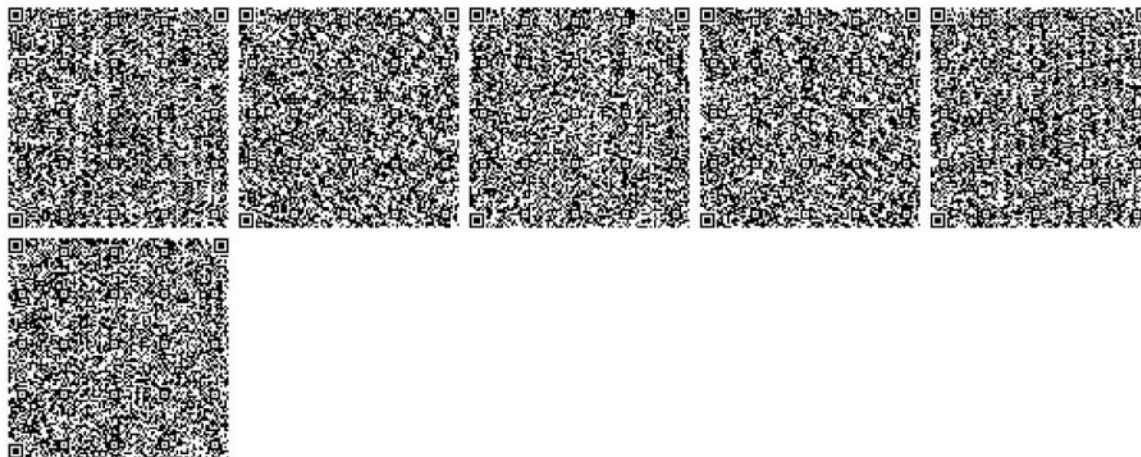
Заместитель председателя

Е. Кожиков

*Исп. Жанабай Н.
74-07-98*

Заместитель председателя

Кожиков Ерболат Сейильбаевич



Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.e-consent.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.e-consent.kz порталында тексеру 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.e-consent.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.e-consent.kz.





ЗАКАЗЧИК:
Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.

КОНТРАКТ:
№UI176632

ПРОЕКТ:
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ К ПРОЕКТУ
ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКТОТЫ



ИСПОЛНИТЕЛЬ:
ТОО «SED»

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

МАТЕРИАЛЫ К РАЗДЕЛУ «ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ»

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

ДАТА:
08/2022

СТАДИЯ:
Заключительная

ДАТА:
07/2022

СТАДИЯ:
Предварительная

ПРИЛОЖЕНИЕ 4.1

ОРИЕНТИРОВОЧНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ПЕРЕЧЕНЬ ИСТОЧНИКОВ, ДАЮЩИХ НАИБОЛЬШИЕ ВКЛАДЫ В УРОВЕНЬ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ ПО СЦЕНАРИЯМ

Таблица П4.1-1 Ориентировочный перечень источников выбросов варианта 1

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Остров DC-01									
ФВД DC-01 Актоты	0101	113.7	2.368	223.45	983.581539	1680.1	0301	Азота диоксид (4)	37.859399
							0304	Азота оксид (6)	6.1521524
							0328	Сажа (583)	31.549499
							0330	Сера диоксид (516)	9945.9618
							0333	Сероводород (518)	8.4593977
							0337	Углерод оксид (584)	315.49499
							0410	Метан (727*)	7.8873749
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.000002
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0095716
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.000005
Гидравлический блок питания	0102	9.5	0.25	3.63	0.178	33.5	2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0001828
Гидравлич. система острова. Блок управления	0103	9.5	0.25	3.63	0.178	33.5	2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0001828
Резервный дизельный генератор	0104	11.9	0.5	12.24	2.403	350	0301	Азота диоксид (4)	1.0666667
							0304	Азота оксид (6)	0.1733333
							0328	Сажа (583)	0.0694444
							0330	Сера диоксид (516)	0.1666667
							0337	Углерод оксид (584)	0.8611111
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000017
							1325	Формальдегид (609)	0.0166667
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.4027778
Резервуар дизтоплива	0105	6.7	0.05	0.02	0.00004	36	0333	Сероводород (518)	0.0000003
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0001236
							0333	Сероводород (518)	0.0000215
Линия подачи дизтоплива	0106	6.7	1.89	7.91	22.2	36	2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0076563
							0333	Сероводород (518)	0.0000017
Резервуары баз.масла и дизтоплива	0107	15	0.05	0.1	0.0002	32.7	2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0010833
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0006096
							0316	Соляная кислота (163)	0.0002997
Резервуары соляной кислоты	0108	6	0.05	0.01	0.0000278	32.7	0301	Азота диоксид (4)	4.736
							0304	Азота оксид (6)	0.7696
							0328	Сажа (583)	0.3083333
							0330	Сера диоксид (516)	0.74
							0337	Углерод оксид (584)	3.8233333
Резервные генераторы (для ИВБЕВ)	0109	8	0.3	30.19	2.134	350	0301	Азота диоксид (4)	4.736
							0304	Азота оксид (6)	0.7696
							0328	Сажа (583)	0.3083333
							0330	Сера диоксид (516)	0.74
							0337	Углерод оксид (584)	3.8233333

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Устья скважин (УС, 5 ед.)	6101	6.7				33.5	0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000074
							1325	Формальдегид (609)	0.074
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	1.7883333
							0333	Сероводород (518)	0.0001382
							0334	Сероуглерод (519)	4E-08
							0370	Углерода сероокись (1295*)	3.8E-07
							0408	Циклогексан (652)	0.000011
							0409	Циклопентан (1423*)	0.000001
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0021374
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000447
							0602	Бензол (64)	6.99E-06
							0616	Ксилол (322)	0.0000062
							0621	Толуол (558)	0.0000102
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000113
							0627	Этилбензол (675)	0.0000007
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000006
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000004
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000006							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000004							
2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0000953							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0006179							
Гидравлич. система острова. Насосная установка	6102	6.7				33.5	2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0000953
Система распределения химреагентов	6103	6.7				33.5	0616	Ксилол (322)	0.0013028
							0621	Толуол (558)	0.0091195
							1001	п-Аминофенол (64*)	0.0014083
							1051	Изопропиловый спирт (469)	0.0002347
							1052	Метанол (338)	0.0499945
							1860	Триалкиламины (1223*)	0.0002347
							2750	Сольвент нефтяной (1149*)	0.0156333
							2853	Глицерин (1010*)	0.0082333
Манифольд	6104	6.7				33.5	0333	Сероводород (518)	0.0007738
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000003
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000013
							0408	Циклогексан (652)	0.0000614
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000054
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0072023							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0002502
							0602	Бензол (64)	0.0000236
							0616	Ксилол (322)	0.0000348
							0621	Толуол (558)	0.0000344
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000634
							0627	Этилбензол (675)	0.0000041
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000034
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000021
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000033
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000023
ССН. Тестовое оборудование	6105	6.7				33.5	2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0034587
							0333	Сероводород (518)	0.0008683
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000003
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000015
							0408	Циклогексан (652)	0.0000688
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000061
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0086886
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0002807
							0602	Бензол (64)	0.0000284
							0616	Ксилол (322)	0.0000391
							0621	Толуол (558)	0.0000415
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000711
							0627	Этилбензол (675)	0.0000046
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000038
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000024
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000037
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000025
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0038812
							Система закрытого дренажа	6106	6.7
0334	Сероуглерод (519)	0.0000002							
0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000007							
0408	Циклогексан (652)	0.0000461							
0409	Циклопентан (1423*)	0.0000041							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0042129							
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0001878							
0602	Бензол (64)	0.0000138							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0616	Ксилол (322)	0.0000261
							0621	Толуол (558)	0.0000201
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000476
							0627	Этилбензол (675)	0.0000031
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000025
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000016
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000025
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000017
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0025967
							Факельная система	6107	6.7
0334	Сероуглерод (519)	0.0000009							
0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000034							
0408	Циклогексан (652)	0.000222							
0409	Циклопентан (1423*)	0.0000197							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0191954							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0009053							
0602	Бензол (64)	0.0000628							
0616	Ксилол (322)	0.000126							
0621	Толуол (558)	0.0000916							
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0002294							
0627	Этилбензол (675)	0.0000149							
1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000122							
1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000076							
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000119							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000082							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0125161							
Система распределения топливного газа	6108	6.7				33.5			
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000012
							0408	Циклогексан (652)	0.0000016
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000005
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0069349
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000009
							0602	Бензол (64)	0.0000227
							0616	Ксилол (322)	0.0000004
							0621	Толуол (558)	0.0000331

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с	
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	4Е-09	
							0627	Этилбензол (675)	1Е-08	
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001	
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000009	
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000002	
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000013	
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0000021	
Система камеры пуска/приема скребка	6109	6.7				33.5	0333	Сероводород (518)	0.0006852	
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000003	
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000002	
							0408	Циклогексан (652)	0.0000055	
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000052	
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0114094	
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0002928	
							0602	Бензол (64)	0.0000374	
							0616	Ксилол (322)	0.0000308	
							0621	Толуол (558)	0.0000544	
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	5.54Е-05	
							0627	Этилбензол (675)	3.605Е-06	
							1702	Бутилмеркаптан (103)	2.94Е-06	
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000025	
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000003	
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000003	
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0060496	
Система распределения дизтоплива	6110	6.7				36	0333	Сероводород (518)	0.0000404	
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0143708	
Линия подачи базового масла	6111	7				32.7	2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0956665	
Линия подачи дизтоплива	6112	7				32.7	0333	Сероводород (518)	0.0006663	
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.2373106	
НТУ										
ФВД НТУ	0201	220.4	17.261		38.41	8984.6073	1661	0301	Азота диоксид (4)	316.77194
								0304	Азота оксид (6)	51.475441
								0328	Сажа (583)	110.61609
								0330	Сера диоксид (516)	71259.726
								0333	Сероводород (518)	60.52462
								0337	Углерод оксид (584)	2639.7662

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с							
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10							
ФНД НТУ	0202	59.1	1.579	436.82	854.940485	1601.8	0410	Метан (727*)	65.994155							
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0173643							
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.1035133							
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0333515							
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0563929							
							0301	Азота диоксид (4)	32.380181							
							0304	Азота оксид (6)	5.2617794							
							0328	Сажа (583)	26.983484							
							0330	Сера диоксид (516)	11910.735							
							0333	Сероводород (518)	10.093894							
ТУ-361. ГТУ Компрессора	0203	20	2.5	17.77	87.2290866	620	0337	Углерод оксид (584)	269.83484							
							0410	Метан (727*)	6.745871							
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0149009							
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0322217							
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0173063							
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.018251							
							0301	Азота диоксид (4)	12.006861							
							0304	Азота оксид (6)	1.9511148							
							0328	Сажа (583)	0.341104							
							0330	Сера диоксид (516)	0.984031							
ТУ-361. ГТУ Компрессора	0204	20	2.5	17.77	87.2290866	620	0337	Углерод оксид (584)	17.0552							
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.732935							
							0301	Азота диоксид (4)	12.006861							
							0304	Азота оксид (6)	1.9511148							
							0328	Сажа (583)	0.341104							
							0330	Сера диоксид (516)	0.984031							
							0337	Углерод оксид (584)	17.0552							
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.732935							
							ТУ-361. ГТУ Компрессора	0205	20	2.5	17.77	87.2290866	620	0301	Азота диоксид (4)	12.006861
														0304	Азота оксид (6)	1.9511148
0328	Сажа (583)	0.341104														
0330	Сера диоксид (516)	0.984031														
0337	Углерод оксид (584)	17.0552														
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.732935														
ТУ-480. Главный дизельный генератор	0206	5.6	0.3	838.31	59.2568209	400								0301	Азота диоксид (4)	28.032
														0304	Азота оксид (6)	4.5552
														0328	Сажа (583)	1.9466667
														0330	Сера диоксид (516)	3.8933333

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0337	Углерод оксид (584)	23.36
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000422
							1325	Формальдегид (609)	0.4866667
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	11.68
ТУ-480. Расходный резервуар д/т	0207	2	0.05	1.56	0.0030556	33	0333	Сероводород (518)	0.0000335
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0119443
ТУ-470. Газовая турбина	0208	25	2	95.54	300.143053	620	0301	Азота диоксид (4)	9.8727379
							0304	Азота оксид (6)	1.6043199
							0330	Сера диоксид (516)	3.8580388
							0337	Углерод оксид (584)	4.5149716
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.4092606
ТУ-470. Газовая турбина	0209	25	2	95.54	300.143053	620	0301	Азота диоксид (4)	9.8727379
							0304	Азота оксид (6)	1.6043199
							0330	Сера диоксид (516)	3.8580388
							0337	Углерод оксид (584)	4.5149716
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.4092606
ТУ-470. Газовая турбина	0210	25	2	95.54	300.143053	620	0301	Азота диоксид (4)	9.8727379
							0304	Азота оксид (6)	1.6043199
							0330	Сера диоксид (516)	3.8580388
							0337	Углерод оксид (584)	4.5149716
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.4092606
ТУ-470. Газовая турбина	0211	25	2	95.54	300.143053	620	0301	Азота диоксид (4)	9.8727379
							0304	Азота оксид (6)	1.6043199
							0330	Сера диоксид (516)	3.8580388
							0337	Углерод оксид (584)	4.5149716
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.4092606
ТУ-470. Газовая турбина	0212	25	2	33.82	106.248987	620	0301	Азота диоксид (4)	3.4948948
							0304	Азота оксид (6)	0.5679204
							0330	Сера диоксид (516)	1.3657245
							0337	Углерод оксид (584)	1.5982751
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4988705
ТУ-470. Газовая турбина	0213	25	2	33.82	106.248987	620	0301	Азота диоксид (4)	3.4948948
							0304	Азота оксид (6)	0.5679204
							0330	Сера диоксид (516)	1.3657245
							0337	Углерод оксид (584)	1.5982751
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4988705
ТУ-470. Установка вентиляционного клапана	0214	20	0.1	7.46	0.0585878	36	0333	Сероводород (518)	0.0011598
							0334	Сероуглерод (519)	0.0007968

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0082062
							0408	Циклогексан (652)	0.010693
							0409	Циклопентан (1423*)	0.003601
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	46.251128
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.6002834
							0602	Бензол (64)	0.1513096
							0616	Ксилол (322)	0.0027622
							0621	Толуол (558)	0.2207124
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.000027
							0627	Этилбензол (675)	0.0000392
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0003622
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0056988
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0011332
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0084386
ТУ-470. Установка вентиляционного клапана	0215	20	0.1	7.46	0.0585878	36	2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0137432
							0333	Сероводород (518)	0.0011598
							0334	Сероуглерод (519)	0.0007968
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0082062
							0408	Циклогексан (652)	0.010693
							0409	Циклопентан (1423*)	0.003601
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	46.251128
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.6002834
							0602	Бензол (64)	0.1513096
							0616	Ксилол (322)	0.0027622
							0621	Толуол (558)	0.2207124
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.000027
							0627	Этилбензол (675)	0.0000392
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0003622
1715	Метилмеркаптан (339)	0.0056988							
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0011332							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0084386							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0137432							
ТУ-470. Установка вентиляционного клапана	0216	20	0.1	7.46	0.0585878	36	0333	Сероводород (518)	0.0011598
							0334	Сероуглерод (519)	0.0007968
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0082062
							0408	Циклогексан (652)	0.010693

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0409	Циклопентан (1423*)	0.003601
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	46.251128
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.6002834
							0602	Бензол (64)	0.1513096
							0616	Ксилол (322)	0.0027622
							0621	Толуол (558)	0.2207124
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.000027
							0627	Этилбензол (675)	0.0000392
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0003622
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0056988
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0011332
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0084386
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0137432
							ТУ-470. Установка вентиляционного клапана	0217	20
0334	Сероуглерод (519)	0.0007968							
0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0082062							
0408	Циклогексан (652)	0.010693							
0409	Циклопентан (1423*)	0.003601							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	46.251128							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.6002834							
0602	Бензол (64)	0.1513096							
0616	Ксилол (322)	0.0027622							
0621	Толуол (558)	0.2207124							
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.000027							
0627	Этилбензол (675)	0.0000392							
1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0003622							
1715	Метилмеркаптан (339)	0.0056988							
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0011332							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0084386							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0137432							
ТУ-470. Установка вентиляционного клапана	0218	20	0.1	7.46	0.0585878	36			
							0334	Сероуглерод (519)	0.0007968
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0082062
							0408	Циклогексан (652)	0.010693
							0409	Циклопентан (1423*)	0.003601
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	46.251128

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с							
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10							
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.6002834							
							0602	Бензол (64)	0.1513096							
							0616	Ксилол (322)	0.0027622							
							0621	Толуол (558)	0.2207124							
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.000027							
							0627	Этилбензол (675)	0.0000392							
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0003622							
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0056988							
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0011332							
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0084386							
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0137432							
							ТУ-470. Установка вентиляционного клапана	0219	20	0.1	7.46	0.0585878	36	0333	Сероводород (518)	0.0011598
														0334	Сероуглерод (519)	0.0007968
0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0082062														
0408	Циклогексан (652)	0.010693														
0409	Циклопентан (1423*)	0.003601														
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	46.251128														
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.6002834														
0602	Бензол (64)	0.1513096														
0616	Ксилол (322)	0.0027622														
0621	Толуол (558)	0.2207124														
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.000027														
0627	Этилбензол (675)	0.0000392														
1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0003622														
1715	Метилмеркаптан (339)	0.0056988														
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0011332														
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0084386														
2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0137432														
ТУ-690. Теплогенератор	0220	11	0.5	98.42	19.3241	200	0301	Азота диоксид (4)	2.3502133							
							0304	Азота оксид (6)	0.3819097							
							0328	Сажа (583)	0.159148							
							0330	Сера диоксид (516)	3.743161							
							0337	Углерод оксид (584)	8.7085786							
							0301	Азота диоксид (4)	2.3502133							
ТУ-690. Теплогенератор	0221	11	0.5	98.42	19.3241	200	0304	Азота оксид (6)	0.3819097							
							0328	Сажа (583)	0.159148							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
WHRU Генератор	0222	12.8	0.5	325.84	63.9795345	620	0330	Сера диоксид (516)	3.743161
							0337	Углерод оксид (584)	8.7085786
							0301	Азота диоксид (4)	2.0071926
							0304	Азота оксид (6)	0.3261688
							0330	Сера диоксид (516)	0.7050219
							0337	Углерод оксид (584)	0.9179234
WHRU Генератор	0223	12.8	0.5	325.84	63.9795345	620	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2865119
							0301	Азота диоксид (4)	2.0071926
							0304	Азота оксид (6)	0.3261688
							0330	Сера диоксид (516)	0.7050219
							0337	Углерод оксид (584)	0.9179234
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2865119
WHRU Генератор	0224	12.8	0.5	325.84	63.9795345	620	0301	Азота диоксид (4)	2.0071926
							0304	Азота оксид (6)	0.3261688
							0330	Сера диоксид (516)	0.7050219
							0337	Углерод оксид (584)	0.9179234
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2865119
							0301	Азота диоксид (4)	2.0071926
WHRU Генератор	0225	12.8	0.5	325.84	63.9795345	620	0304	Азота оксид (6)	0.3261688
							0330	Сера диоксид (516)	0.7050219
							0337	Углерод оксид (584)	0.9179234
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2865119
							0301	Азота диоксид (4)	2.0071926
							0304	Азота оксид (6)	0.3261688
ТУ-690. Расширительный бак теплоносителя	0226	16.6	0.15	0.02	0.0004306	90	2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0001395
ТУ-690. Резервуар теплоносителя	0227	3.3	0.05	0.12	0.00024	105	2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0000778
ТУ-420. Продувочная свеча	0228	4	0.051	149.22	0.3048343	25	0333	Сероводород (518)	0.0062572
							0334	Сероуглерод (519)	0.0042983
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0442724
							0408	Циклогексан (652)	0.0576884
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0194279
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	249.52483
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	3.2385292
							0602	Бензол (64)	0.8163151
							0616	Ксилол (322)	0.0149016
							0621	Толуол (558)	1.190743
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0001456
							0627	Этилбензол (675)	0.000211

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0019538
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0307454
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0061138
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0455257
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0741443
ТУ-430. Резервуар хранения д/т	0229	7	0.2	0.18	0.0055556	33	0333	Сероводород (518)	0.0000549
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0195451
							0301	Азота диоксид (4)	1.5104
ТУ-730. Пожарный насос с дизельным приводом	0230	12	0.3	50.82	3.5919374	400	0304	Азота оксид (6)	0.24544
							0328	Сажа (583)	0.0983333
							0330	Сера диоксид (516)	0.236
							0337	Углерод оксид (584)	1.2193333
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000024
							1325	Формальдегид (609)	0.0236
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.5703333
							0301	Азота диоксид (4)	1.5104
							0304	Азота оксид (6)	0.24544
							0328	Сажа (583)	0.0983333
ТУ-730. Пожарный насос с дизельным приводом	0231	12	0.3	50.82	3.5919374	400	0330	Сера диоксид (516)	0.236
							0337	Углерод оксид (584)	1.2193333
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000024
							1325	Формальдегид (609)	0.0236
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.5703333
							0301	Азота диоксид (4)	1.5104
							0304	Азота оксид (6)	0.24544
							0328	Сажа (583)	0.0983333
							0330	Сера диоксид (516)	0.236
							0337	Углерод оксид (584)	1.2193333
ТУ-730. Резервуар дизельного топлива	0232	3.5	0.1	0.35	0.0027778	33	0333	Сероводород (518)	0.0000274
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0097726
							0333	Сероводород (518)	0.0000274
ТУ-730. Резервуар дизельного топлива	0233	3.5	0.1	0.35	0.0027778	33	2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0097726
							0333	Сероводород (518)	0.0000274
ТУ-400. Бак приготовления раствора МЭГ	0234	4.6	0.01	7.07	0.0005556	105	1078	Этиленгликоль (1444*)	0.0087633
ТУ-400. Расширительный бак хладагента	0235	12	0.15	0.17	0.0030806	75	1078	Этиленгликоль (1444*)	0.0037701
ТУ-570. Дизельный двигатель передвижного плавящего нефтесборщика	0236	2	0.03	58.49	0.0413426	450	0301	Азота диоксид (4)	0.02266
							0304	Азота оксид (6)	0.0036823
							0328	Сажа (583)	0.001925
							0330	Сера диоксид (516)	0.003025
							0337	Углерод оксид (584)	0.0198
							0703	Бенз/а/пирен (54)	4E-08
1325	Формальдегид (609)	0.0004125							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТУ-570. Очистка сточной воды	0237	4	1.5	13.52	23.8888889	33	2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0099
							0333	Сероводород (518)	3.23E-06
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0167476
ТУ-570. Установка очистки отработанного каустика	0238	3.5	0.102	2.38	0.0194437	21	0301	Азота диоксид (4)	0.0003701
							0330	Сера диоксид (516)	0.000516
							0333	Сероводород (518)	0.0000274
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0357527
							0602	Бензол (64)	0.0005102
							0616	Ксилол (322)	0.000327
							0621	Толуол (558)	0.0021934
Свеча	0239	10	0.203	135.26	4.3776106	15	0333	Сероводород (518)	0.0697315
							0334	Сероуглерод (519)	0.047901
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.4933824
							0408	Циклогексан (652)	0.6428939
							0409	Циклопентан (1423*)	0.2165092
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2780.7663
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	36.090969
							0602	Бензол (64)	9.0972164
							0616	Ксилол (322)	0.1660675
							0621	Толуол (558)	13.269934
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.001623
							0627	Этилбензол (675)	0.002351
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0217734
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.342634
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0681333
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.5073499
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.8262829							
Генератор	0300	8	0.3	37.79	2.6713732	450	0301	Азота диоксид (4)	1.0666667
							0304	Азота оксид (6)	0.1733333
							0328	Сажа (583)	0.0694444
							0330	Сера диоксид (516)	0.1666667
							0337	Углерод оксид (584)	0.8611111
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000017
							1325	Формальдегид (609)	0.0166667
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.4027778
Генератор	0301	8	0.3	37.79	2.6713732	450	0301	Азота диоксид (4)	1.0666667
							0304	Азота оксид (6)	0.1733333

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0328	Сажа (583)	0.0694444
							0330	Сера диоксид (516)	0.1666667
							0337	Углерод оксид (584)	0.8611111
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000017
							1325	Формальдегид (609)	0.0166667
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.4027778
Резервуар ГСМ	0302	8	0.1	0.13	0.001	32.7	0333	Сероводород (518)	0.0000003
Резервуар ГСМ	0303	8	0.1	0.13	0.001	32.7	2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0001098
							0328	Сажа (583)	0.0694444
Система подачи ГСМ	0304	8	0.2	4.77	0.15	32.7	0330	Сера диоксид (516)	0.1666667
							0333	Сероводород (518)	0.0001163
Система подачи ГСМ	0305	8	0.2	4.77	0.15	32.7	2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0414098
							1325	Формальдегид (609)	0.0166667
Генератор	0306	10	0.3	120.93	8.5483943	450	2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.4027778
							0301	Азота диоксид (4)	3.6622222
							0304	Азота оксид (6)	0.5951111
							0328	Сажа (583)	0.3333333
							0330	Сера диоксид (516)	0.5777778
							0337	Углерод оксид (584)	3.8222222
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000071
							1325	Формальдегид (609)	0.0888889
Генератор	0307	10	0.3	120.93	8.5483943	450	2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	2
							0301	Азота диоксид (4)	3.6622222
							0304	Азота оксид (6)	0.5951111
							0328	Сажа (583)	0.3333333
							0330	Сера диоксид (516)	0.5777778
							0337	Углерод оксид (584)	3.8222222
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000071
							1325	Формальдегид (609)	0.0888889
Генератор	0308	10	0.3	120.93	8.5483943	450	2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	2
							0301	Азота диоксид (4)	3.6622222
							0304	Азота оксид (6)	0.5951111
							0328	Сажа (583)	0.3333333
							0330	Сера диоксид (516)	0.5777778
							0337	Углерод оксид (584)	3.8222222
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000071
							1325	Формальдегид (609)	0.0888889

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Генератор	0309	10	0.3	120.93	8.5483943	450	0301	Азота диоксид (4)	3.6622222
							0304	Азота оксид (6)	0.5951111
							0328	Сажа (583)	0.3333333
							0330	Сера диоксид (516)	0.5777778
							0337	Углерод оксид (584)	3.8222222
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000071
							1325	Формальдегид (609)	0.0888889
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	2
Резервуар ГСМ	0310	10	0.1	0.02	0.0001259	32.7	0333	Сероводород (518)	0.0000011
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0004086
Резервуар ГСМ	0311	10	0.1	0.02	0.0001259	32.7	0328	Сажа (583)	0.0000011
							0330	Сера диоксид (516)	0.0004086
Резервуар ГСМ	0312	10	0.1	0.02	0.0001259	32.7	0337	Углерод оксид (584)	0.0000011
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0004086
Резервуар ГСМ	0313	10	0.1	0.02	0.0001259	32.7	1325	Формальдегид (609)	0.0000011
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0004086
ТУ 190. Многофазный трубопровод	6200	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0014647
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000004
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000018
							0408	Циклогексан (652)	0.0000583
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000246
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0042053
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0020676
							0602	Бензол (64)	0.0000111
							0616	Ксилол (322)	0.0000984
							0621	Толуол (558)	0.0000457
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000619
							0627	Этилбензол (675)	0.0000182
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000049
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000036
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000049
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000035
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0159464							
ТУ 190. Многофазный трубопровод	6201	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0036136
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000012
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000011
							0408	Циклогексан (652)	0.0002865

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000254
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0055582
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0011684
							0602	Бензол (64)	0.0000039
							0616	Ксилол (322)	0.0001626
							0621	Толуол (558)	0.0000494
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.000296
							0627	Этилбензол (675)	0.0000192
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000157
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000098
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000153
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000105
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0159464
							ТУ 300	6202	9
0334	Сероуглерод (519)	0.0000025							
0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000231							
0408	Циклогексан (652)	0.0001813							
0409	Циклопентан (1423*)	0.0000961							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0918893							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0059286							
0602	Бензол (64)	0.0002951							
0616	Ксилол (322)	0.0002366							
0621	Толуол (558)	0.0004921							
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0001373							
0627	Этилбензол (675)	0.0000446							
1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000146							
1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000298							
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000183							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000225							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0334805							
ТУ 300	6203	9				33			
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000055
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.000017
							0408	Циклогексан (652)	0.0007967
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000844
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0947222

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.003525
							0602	Бензол (64)	0.0002799
							0616	Ксилол (322)	0.0003709
							0621	Толуол (558)	0.0005
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0006423
							0627	Этилбензол (675)	0.0000447
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000417
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000573
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000481
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000442
ТУ 200 Сепарация нефти (МР)	6204	6				33	2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0334177
							0333	Сероводород (518)	0.0041786
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000033
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000046
							0408	Циклогексан (652)	0.00079
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0001448
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.009231
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.01103
							0602	Бензол (64)	0.0000628
							0616	Ксилол (322)	0.0007524
							0621	Толуол (558)	0.0003053
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0008675
							0627	Этилбензол (675)	0.000117
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000512
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.000024
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000483
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000301
							ТУ 200 Сепарация нефти (МР)	6205	6
0333	Сероводород (518)	0.0041786							
0334	Сероуглерод (519)	0.0000033							
0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000046							
0408	Циклогексан (652)	0.00079							
0409	Циклопентан (1423*)	0.0001448							
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.009231							
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.01103							
0602	Бензол (64)	0.0000628							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0616	Ксилол (322)	0.0007524
							0621	Толуол (558)	0.0003053
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0008675
							0627	Этилбензол (675)	0.000117
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000512
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.000024
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000483
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000301
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0583794
							ТУ 210 Подготовка нефти и воды.	6206	8
0334	Сероуглерод (519)	0.0000145							
0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000906							
0408	Циклогексан (652)	0.0011087							
0409	Циклопентан (1423*)	0.0002677							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1265438							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0145305							
0602	Бензол (64)	0.0004557							
0616	Ксилол (322)	0.0008372							
0621	Толуол (558)	0.0008871							
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0009129							
0627	Этилбензол (675)	0.000132							
1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000695							
1715	Метилмеркаптан (339)	0.0001965							
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000864							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0001127							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0506588							
ТУ 210 Подготовка нефти и воды.	6207	8				33			
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000145
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000906
							0408	Циклогексан (652)	0.0011087
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0002677
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1265438
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0145305
							0602	Бензол (64)	0.0004557
							0616	Ксилол (322)	0.0008372
							0621	Толуол (558)	0.0008871

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0009129
							0627	Этилбензол (675)	0.000132
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000695
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0001965
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000864
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0001127
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0506588
ТУ-210. Емкости сбора и нейтрализации нефтешлама/отработанного каустика ТЖГЦ и ГФУ	6208	5				33	0333	Сероводород (518)	3.101E-06
							1052	Метанол (338)	0.0078548
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.012595
ТУ 160 Экспортный нефтепровод.	6209	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0004078
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000125
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000003
							0408	Циклогексан (652)	0.0027209
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0005115
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0134605
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0374076
							0602	Бензол (64)	0.000184
							0616	Ксилол (322)	0.0025082
							0621	Толуол (558)	0.0009854
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.002874
							0627	Этилбензол (675)	0.000391
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0001717
							1715	Метилмеркаптан (339)	9E-08
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000987
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000055
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.1452311
ТУ 360 Компримирование LP	6210	8.5				33	0333	Сероводород (518)	0.0751991
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000195
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0001473
							0408	Циклогексан (652)	0.0004067
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0001676
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1889337
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0044579
							0602	Бензол (64)	0.0006181
							0616	Ксилол (322)	0.0001164

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0621	Толуол (558)	0.0009016
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000342
							0627	Этилбензол (675)	0.0000208
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000388
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0002923
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000693
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0001368
							2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0277778
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000975
ТУ 360 Компримирование LP	6211	8.5				33	0333	Сероводород (518)	0.0751991
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000195
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0001473
							0408	Циклогексан (652)	0.0004067
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0001676
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1889337
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0044579
							0602	Бензол (64)	0.0006181
							0616	Ксилол (322)	0.0001164
							0621	Толуол (558)	0.0009016
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000342
							0627	Этилбензол (675)	0.0000208
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000388
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0002923
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000693
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0001368
							2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0277778
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000975
							ТУ 360 Компримирование LP	6212	8.5
0334	Сероуглерод (519)	0.0000195							
0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0001473							
0408	Циклогексан (652)	0.0004067							
0409	Циклопентан (1423*)	0.0001676							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1889337							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0044579							
0602	Бензол (64)	0.0006181							
0616	Ксилол (322)	0.0001164							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с							
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10							
							0621	Толуол (558)	0.0009016							
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000342							
							0627	Этилбензол (675)	0.0000208							
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000388							
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0002923							
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000693							
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0001368							
							2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0277778							
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000975							
							ТУ 360 Компримирование МР	6213	8.5				33	0333	Сероводород (518)	0.0737327
0334	Сероуглерод (519)	0.0000154														
0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0001101														
0408	Циклогексан (652)	0.0003902														
0409	Циклопентан (1423*)	0.0001561														
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1889337														
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0041945														
0602	Бензол (64)	0.0006181														
0616	Ксилол (322)	0.0001048														
0621	Толуол (558)	0.0009016														
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000344														
0627	Этилбензол (675)	0.0000189														
1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000313														
1715	Метилмеркаптан (339)	0.0002237														
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000579														
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0001105														
2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0277778														
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0001007														
ТУ 360 Компримирование МР	6214	8.5				33								0333	Сероводород (518)	0.0737327
														0334	Сероуглерод (519)	0.0000154
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0001101							
							0408	Циклогексан (652)	0.0003902							
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0001561							
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1889337							
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0041945							
							0602	Бензол (64)	0.0006181							
							0616	Ксилол (322)	0.0001048							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с							
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10							
							0621	Толуол (558)	0.0009016							
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000344							
							0627	Этилбензол (675)	0.0000189							
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000313							
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0002237							
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000579							
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0001105							
							2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0277778							
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0001007							
							ТУ 360 Компримирование МР	6215	8.5				33	0333	Сероводород (518)	0.0737327
0334	Сероуглерод (519)	0.0000154														
0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0001101														
0408	Циклогексан (652)	0.0003902														
0409	Циклопентан (1423*)	0.0001561														
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1889337														
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0041945														
0602	Бензол (64)	0.0006181														
0616	Ксилол (322)	0.0001048														
0621	Толуол (558)	0.0009016														
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000344														
0627	Этилбензол (675)	0.0000189														
1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000313														
1715	Метилмеркаптан (339)	0.0002237														
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000579														
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0001105														
2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0277778														
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0001007														
ТУ 310 Дегидратация газа.	6216	7				33								0333	Сероводород (518)	0.0869976
														0334	Сероуглерод (519)	0.0000109
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000718							
							0408	Циклогексан (652)	0.0004405							
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0001497							
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2981875							
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.004233							
							0602	Бензол (64)	0.0009755							
							0616	Ксилол (322)	0.0001008							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0621	Толуол (558)	0.001423
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000436
							0627	Этилбензол (675)	0.0000187
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.000025
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0001488
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000479
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.000081
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0001498
ТУ 310 Дегидратация газа.	6217	7				33	0333	Сероводород (518)	0.0869976
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000109
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000718
							0408	Циклогексан (652)	0.0004405
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0001497
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2981875
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.004233
							0602	Бензол (64)	0.0009755
							0616	Ксилол (322)	0.0001008
							0621	Толуол (558)	0.001423
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000436
							0627	Этилбензол (675)	0.0000187
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.000025
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0001488
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000479
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.000081
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0001498
							ТУ 361 Компримирование сернистого газа для закачки Кашаган	6218	6
0334	Сероуглерод (519)	0.0000033							
0370	Углерода сероокись (1295*)	0.000043							
0408	Циклогексан (652)	0.0000437							
0409	Циклопентан (1423*)	0.0000147							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1889337							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0024521							
0602	Бензол (64)	0.0006181							
0616	Ксилол (322)	0.0000113							
0621	Толуол (558)	0.0009016							
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1.103E-07

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0627	Этилбензол (675)	1.6E-07
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000015
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000475
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000046
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000345
							2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.1111111
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000561
							0333	Сероводород (518)	0.0590152
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000033
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.000043
							0408	Циклогексан (652)	0.0000437
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000147
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1889337
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0024521
ТУ 361 Компримирование сернистого газа для закачки Кашаган	6219	6				33	0602	Бензол (64)	0.0006181
							0616	Ксилол (322)	0.0000113
							0621	Толуол (558)	0.0009016
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1.103E-07
							0627	Этилбензол (675)	1.6E-07
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000015
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000475
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000046
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000345
							2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.1111111
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000561
							0333	Сероводород (518)	0.0595932
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000033
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000434
0408	Циклогексан (652)	0.0000441							
0409	Циклопентан (1423*)	0.0000149							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.190784							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0024761							
ТУ 170 Газопровод для закачки	6220	2				33	0602	Бензол (64)	0.0006241
							0616	Ксилол (322)	0.0000114
							0621	Толуол (558)	0.0009104
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000001

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТУ 170 Газопровод для закачки	6221	2				33	0627	Этилбензол (675)	0.0000002
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000015
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000479
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000047
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000348
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000567
							0333	Сероводород (518)	0.0595932
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000033
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000434
							0408	Циклогексан (652)	0.0000441
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000149
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.190784
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0024761
							0602	Бензол (64)	0.0006241
							0616	Ксилол (322)	0.0000114
ТУ 230 Факельная система.	6222	5				33	0621	Толуол (558)	0.0009104
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000001
							0627	Этилбензол (675)	0.0000002
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000015
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000479
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000047
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000348
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000567
							0333	Сероводород (518)	0.0000025
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000017
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000177
							0408	Циклогексан (652)	0.0000231
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000078
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0999846
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0012977
0602	Бензол (64)	0.0003271							
0616	Ксилол (322)	0.0000006							
0621	Толуол (558)	0.0004771							
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000001							
0627	Этилбензол (675)	0.0000001							
1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000008							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТУ 550 Закрытая дренажная система.	6223	2				33	1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000123
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000024
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000182
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	2.971E-05
							0333	Сероводород (518)	0.0000012
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000008
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000086
							0408	Циклогексан (652)	0.0000113
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000038
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0486818
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0006318
							0602	Бензол (64)	0.0001593
							0616	Ксилол (322)	0.0000029
							0621	Толуол (558)	0.0002323
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	3E-08
							0627	Этилбензол (675)	4E-08
ТУ 560 Отпарка кислой воды.	6224	15				33	1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000004
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000006
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000012
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000089
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000145
							0333	Сероводород (518)	0.0000709
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000003
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000023
							0408	Циклогексан (652)	0.0000003
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000001
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0129571
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0001682
							0602	Бензол (64)	0.0000424
							0616	Ксилол (322)	0.0000008
							0621	Толуол (558)	0.0000618
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1E-08
0627	Этилбензол (675)	1E-08							
1052	Метанол (338)								
1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001							
1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000017							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТУ 560 Отпарка кислой воды.	6225	11				33	1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000003
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000024
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000038
							0333	Сероводород (518)	0.0000005
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000002
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000002
							0408	Циклогексан (652)	0.0000026
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000009
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0113121
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0001468
							0602	Бензол (64)	0.0000037
							0616	Ксилол (322)	0.0000007
							0621	Толуол (558)	0.0000054
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1E-08
							0627	Этилбензол (675)	1E-08
							1052	Метанол (338)	0.0000012
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000014
							ТУ 190 Камеры пуска и приема скребков.	6226	5
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000021							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000039							
0333	Сероводород (518)	0.0004878							
0334	Сероуглерод (519)	0.0000001							
0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000006							
0408	Циклогексан (652)	0.0000194							
0409	Циклопентан (1423*)	0.0000082							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0014007							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0006887							
0602	Бензол (64)	0.0000037							
0616	Ксилол (322)	0.0000328							
0621	Толуол (558)	0.0000152							
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000206							
0627	Этилбензол (675)	0.0000061							
1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000016							
1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000012							
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000016							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТУ 190 Камеры пуска и приема скребков.	6227	5				33	1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000012
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0053113
							0333	Сероводород (518)	0.0012036
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000004
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000004
							0408	Циклогексан (652)	0.0000954
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000085
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0018513
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0003892
							0602	Бензол (64)	0.0000013
							0616	Ксилол (322)	0.0000542
							0621	Толуол (558)	0.0000165
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000986
							0627	Этилбензол (675)	0.0000064
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000052
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000033
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000051							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000035							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0053113							
ТУ 190 Камеры пуска и приема скребков.	6228	5				33	0333	Сероводород (518)	0.000013
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000004
							0370	Углерода сероокись (1295*)	1E-08
							0408	Циклогексан (652)	0.0000869
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000163
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0004301
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0011952
							0602	Бензол (64)	0.0000059
							0616	Ксилол (322)	0.0000801
							0621	Толуол (558)	0.0000315
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000918
							0627	Этилбензол (675)	0.0000125
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000055
							1715	Метилмеркаптан (339)	3E-09
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000032
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000002
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0046404							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТУ 190 Камеры пуска и приема скребков.	6229	5				33	0333	Сероводород (518)	0.0094504
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000005
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000069
							0408	Циклогексан (652)	0.0000007
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000024
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.030256
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0003927
							0602	Бензол (64)	0.000099
							0616	Ксилол (322)	0.0000018
							0621	Толуол (558)	0.0001444
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	2Е-08
							0627	Этилбензол (675)	3Е-08
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000002
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000076
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000007
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000055							
2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.000009							
ТУ 190 Камеры пуска и приема скребков.	6230	5				33	0333	Сероводород (518)	0.0000008
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000006
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000059
							0408	Циклогексан (652)	0.0000077
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000026
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.033494
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0004347
							0602	Бензол (64)	0.0001096
							0616	Ксилол (322)	0.000002
							0621	Толуол (558)	0.0001598
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	2Е-08
							0627	Этилбензол (675)	3Е-08
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000003
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000041
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000008
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000061							
2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.00001							
ТУ-480. Насос РДГ	6234	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000326
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0116037

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТУ-480. Насос РДГ	6235	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000326
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0116037
ТУ-470. Сборная емкость дренажа	6236	7				33	0333	Сероводород (518)	0.0000002
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000012
							0408	Циклогексан (652)	0.0000015
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000005
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0065024
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000844
							0602	Бензол (64)	0.0000213
							0616	Ксилол (322)	3.9E-07
							0621	Толуол (558)	0.000031
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	4E-09
							0627	Этилбензол (675)	1E-08
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000008
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000002							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000012							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000019							
ТУ-470. Сборная емкость дренажа	6237	7				33	0333	Сероводород (518)	0.0000002
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000012
							0408	Циклогексан (652)	0.0000015
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000005
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0065024
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000844
							0602	Бензол (64)	0.0000213
							0616	Ксилол (322)	3.9E-07
							0621	Толуол (558)	0.000031
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	4E-09
							0627	Этилбензол (675)	1E-08
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000008
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000002							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000012							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000019							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТУ-470. Сборная емкость дренажа	6238	7				33	0333	Сероводород (518)	0.0000002
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000012
							0408	Циклогексан (652)	0.0000015
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000005
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0065024
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0000844
							0602	Бензол (64)	0.0000213
							0616	Ксилол (322)	3.9E-07
							0621	Толуол (558)	0.000031
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	4E-09
							0627	Этилбензол (675)	1E-08
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000008
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000002
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000012							
2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0000019							
ТУ-470. Сборная емкость дренажа	6239	7				33	0333	Сероводород (518)	0.0000002
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000012
							0408	Циклогексан (652)	0.0000015
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000005
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0065024
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0000844
							0602	Бензол (64)	0.0000213
							0616	Ксилол (322)	3.9E-07
							0621	Толуол (558)	0.000031
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	4E-09
							0627	Этилбензол (675)	1E-08
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000008
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000002
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000012							
2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0000019							
ТУ-470. Сборная емкость дренажа	6240	7				33	0333	Сероводород (518)	0.0000002
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000012
							0408	Циклогексан (652)	0.0000015
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000005
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0065024
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000844
							0602	Бензол (64)	0.0000213
							0616	Ксилол (322)	3.9E-07
							0621	Толуол (558)	0.0000031
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	4E-09
							0627	Этилбензол (675)	1E-08
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000008
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000002
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000012
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000019							
ТУ-470. Сборная емкость дренажа	6241	7				33	0333	Сероводород (518)	0.0000002
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000012
							0408	Циклогексан (652)	0.0000015
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000005
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0065024
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000844
							0602	Бензол (64)	0.0000213
							0616	Ксилол (322)	3.9E-07
							0621	Толуол (558)	0.0000031
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	4E-09
							0627	Этилбензол (675)	1E-08
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000008
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000002							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000012							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000019							
ТУ-470. Узел сдвоенных коалесц. фильтров	6242	2				33	0333	Сероводород (518)	3E-08
							0334	Сероуглерод (519)	2E-08
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000002
							0408	Циклогексан (652)	0.0000003

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000001
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0012775
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000166
							0602	Бензол (64)	0.0000042
							0616	Ксилол (322)	0.0000001
							0621	Толуол (558)	0.0000061
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1E-09
							0627	Этилбензол (675)	1E-09
							1702	Бутилмеркаптан (103)	1E-08
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000002
							1720	Пропилмеркаптан (471)	3E-08
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000002
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000004
							ТУ-470. Узел сдвоенных коалесц. фильтров	6243	2
0334	Сероуглерод (519)	2E-08							
0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000002							
0408	Циклогексан (652)	0.0000003							
0409	Циклопентан (1423*)	0.0000001							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0012775							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000166							
0602	Бензол (64)	0.0000042							
0616	Ксилол (322)	0.0000001							
0621	Толуол (558)	0.0000061							
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1E-09							
0627	Этилбензол (675)	1E-09							
1702	Бутилмеркаптан (103)	1E-08							
1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000002							
1720	Пропилмеркаптан (471)	3E-08							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000002							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000004							
ТУ-470. Узел сдвоенных коалесц. фильтров	6244	2				33			
							0334	Сероуглерод (519)	2E-08
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000002
							0408	Циклогексан (652)	0.0000003
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000001
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0012775

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0000166
							0602	Бензол (64)	0.0000042
							0616	Ксилол (322)	0.0000001
							0621	Толуол (558)	0.0000061
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1Е-09
							0627	Этилбензол (675)	1Е-09
							1702	Бутилмеркаптан (103)	1Е-08
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000002
							1720	Пропилмеркаптан (471)	3Е-08
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000002
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0000004
ТУ-470. Узел сдвоенных коалесц. фильтров	6245	2				33	0333	Сероводород (518)	3Е-08
							0334	Сероуглерод (519)	2Е-08
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000002
							0408	Циклогексан (652)	0.0000003
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000001
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0012775
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0000166
							0602	Бензол (64)	0.0000042
							0616	Ксилол (322)	0.0000001
							0621	Толуол (558)	0.0000061
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1Е-09
							0627	Этилбензол (675)	1Е-09
							1702	Бутилмеркаптан (103)	1Е-08
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000002
							1720	Пропилмеркаптан (471)	3Е-08
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000002
2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0000004							
ТУ-470. Узел сдвоенных коалесц. фильтров	6246	2				33	0333	Сероводород (518)	3Е-08
							0334	Сероуглерод (519)	2Е-08
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000002
							0408	Циклогексан (652)	0.0000003
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000001
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0012775
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0000166
							0602	Бензол (64)	0.0000042

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0616	Ксилол (322)	0.0000001
							0621	Толуол (558)	0.0000061
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1E-09
							0627	Этилбензол (675)	1E-09
							1702	Бутилмеркаптан (103)	1E-08
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000002
							1720	Пропилмеркаптан (471)	3E-08
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000002
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000004
							ТУ-470. Узел сдвоенных коалесц. фильтров	6247	2
0334	Сероуглерод (519)	2E-08							
0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000002							
0408	Циклогексан (652)	0.0000003							
0409	Циклопентан (1423*)	0.0000001							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0012775							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000166							
0602	Бензол (64)	0.0000042							
0616	Ксилол (322)	0.0000001							
0621	Толуол (558)	0.0000061							
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1E-09							
0627	Этилбензол (675)	1E-09							
1702	Бутилмеркаптан (103)	1E-08							
1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000002							
1720	Пропилмеркаптан (471)	3E-08							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000002							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000004							
ТУ-470. Узел сдвоенных задвижек	6248	2				33			
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.000001
							0408	Циклогексан (652)	0.0000014
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000005
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0058688
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000762
							0602	Бензол (64)	0.0000192
							0616	Ксилол (322)	0.0000004
							0621	Толуол (558)	0.000028

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	3E-09
							0627	Этилбензол (675)	5E-09
							1702	Бутилмеркаптан (103)	5E-08
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000007
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000001
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000011
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000017
							0333	Сероводород (518)	0.0000001
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.000001
ТУ-470. Узел сдвоенных задвижек	6249	2				33	0408	Циклогексан (652)	0.0000014
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000005
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0058688
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000762
							0602	Бензол (64)	0.0000192
							0616	Ксилол (322)	0.0000004
							0621	Толуол (558)	0.0000028
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	3E-09
							0627	Этилбензол (675)	5E-09
							1702	Бутилмеркаптан (103)	5E-08
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000007
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000001
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000011
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000017
							0333	Сероводород (518)	0.0000001
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.000001
							0408	Циклогексан (652)	0.0000014
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000005
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0058688
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000762							
0602	Бензол (64)	0.0000192							
0616	Ксилол (322)	0.0000004							
0621	Толуол (558)	0.0000028							
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	3E-09							
0627	Этилбензол (675)	5E-09							
ТУ-470. Узел сдвоенных задвижек	6250	2				33	0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	3E-09
							0627	Этилбензол (675)	5E-09

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							1702	Бутилмеркаптан (103)	5E-08
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000007
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000001
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000011
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000017
							0333	Сероводород (518)	0.0000001
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.000001
							0408	Циклогексан (652)	0.0000014
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000005
ТУ-470. Узел сдвоенных задвижек	6251	2				33	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0058688
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000762
							0602	Бензол (64)	0.0000192
							0616	Ксилол (322)	0.0000004
							0621	Толуол (558)	0.0000028
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	3E-09
							0627	Этилбензол (675)	5E-09
							1702	Бутилмеркаптан (103)	5E-08
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000007
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000001
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000011
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000017
							0333	Сероводород (518)	0.0000001
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.000001
							0408	Циклогексан (652)	0.0000014
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000005
							ТУ-470. Узел сдвоенных задвижек	6252	2
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000762							
0602	Бензол (64)	0.0000192							
0616	Ксилол (322)	0.0000004							
0621	Толуол (558)	0.0000028							
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	3E-09							
0627	Этилбензол (675)	5E-09							
1702	Бутилмеркаптан (103)	5E-08							
1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000007							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТУ-470. Узел сдвоенных задвижек	6253	2				33	1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000001
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000011
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000017
							0333	Сероводород (518)	0.0000001
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.000001
							0408	Циклогексан (652)	0.0000014
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000005
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0058688
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000762
							0602	Бензол (64)	0.0000192
							0616	Ксилол (322)	0.0000004
							0621	Толуол (558)	0.000028
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	3E-09
							0627	Этилбензол (675)	5E-09
							1702	Бутилмеркаптан (103)	5E-08
							Уст-690. Циркуляционный насос теплоносителя	6254	2
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000001							
Уст-690. Циркуляционный насос теплоносителя	6255	2				33	1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000011
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000017
Установка 420. Система топливного газа	6256	2				33	2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0014546
							0333	Сероводород (518)	0.0000059
							0334	Сероуглерод (519)	0.000004
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000411
							0408	Циклогексан (652)	0.0000536
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000181
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2317745
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0030081
							0602	Бензол (64)	0.0007583
							0616	Ксилол (322)	0.0000137
							0621	Толуол (558)	0.0011061
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	2.1E-07
							0627	Этилбензол (675)	2.1E-07
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000018

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с																																			
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С																																						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10																																			
Установка 420. Система топливного газа	6257	2				33	1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000286																																			
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000057																																			
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000422																																			
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000689																																			
							0333	Сероводород (518)	0.0000034																																			
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000023																																			
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000237																																			
							0408	Циклогексан (652)	0.0000308																																			
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000104																																			
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1331019																																			
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0017276																																			
							0602	Бензол (64)	0.0004354																																			
							0616	Ксилол (322)	0.0000079																																			
							0621	Толуол (558)	0.0006352																																			
							ТУ-430. Насос разгрузки д/т	6258	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000171																												
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0060637																																										
ТУ-430. Насос разгрузки д/т	6259	2				33								0333	Сероводород (518)	0.0000171																												
														2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0060637																												
														ТУ-400. Насос перекачки МЭГ из бочек	6260	2				33	1078	Этиленгликоль (1444*)	0.0005297																					
																					ТУ-400. Насос подачи МЭГ и Циркуляционный насос хладагента	6261	2				33	1078	Этиленгликоль (1444*)	0.0000511														
																												ТУ-400. Насос подачи МЭГ и Циркуляционный насос хладагента	6262	2				33	1078	Этиленгликоль (1444*)	0.0000511							
																																			ТУ-400. Насос подачи МЭГ и Циркуляционный насос хладагента	6263	2				33	1078	Этиленгликоль (1444*)	0.0000511

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТУ-400. Насос подачи МЭГ и Циркуляционный насос хладагента	6264	2				33	1078	Этиленгликоль (1444*)	0.0000511
ТУ-400. Насос подачи МЭГ и Циркуляционный насос хладагента	6265	2				33	1078	Этиленгликоль (1444*)	0.0000511
ТУ-400. Насос подачи МЭГ и Циркуляционный насос хладагента	6266	2				33	1078	Этиленгликоль (1444*)	0.0000511
ТУ-400. Пусковой нагреватель хладагента	6267	2				33	1078	Этиленгликоль (1444*)	0.0160917
ТУ-400. Воздушный холодильник хладагента	6268	5				33	1078	Этиленгликоль (1444*)	0.0112641
ТУ-570. Резервуар-усреднитель	6269	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000005
Резервуар экспортируемой нефти	6270	18.6				33	2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.002532
							0333	Сероводород (518)	0.0001413
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	10.237924
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	3.7946443
							0602	Бензол (64)	0.0494517
							0616	Ксилол (322)	0.015542
							0621	Толуол (558)	0.031084
							1716	Смесь природных меркаптанов (526)	0.0002826
Резервуар экспортируемой нефти	6271	18.6				33	0333	Сероводород (518)	0.0001413
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	10.237924
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	3.7946443
							0602	Бензол (64)	0.0494517
							0616	Ксилол (322)	0.015542
							0621	Толуол (558)	0.031084
							1716	Смесь природных меркаптанов (526)	0.0002826
							Резервуар экспортируемой нефти	6272	16.3
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.0237946							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.3794652							
0602	Бензол (64)	0.0049452							
0616	Ксилол (322)	0.0015542							
0621	Толуол (558)	0.0031084							
1716	Смесь природных меркаптанов (526)	0.0000283							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка и хранение сырой нефти.	6273	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000338
							0334	Сероуглерод (519)	1Е-08
							0370	Углерода сероокись (1295*)	2Е-10
							0408	Циклогексан (652)	0.0000023
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000004
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0000112
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0000031
							0602	Бензол (64)	0.0000002
							0616	Ксилол (322)	0.0000021
							0621	Толуол (558)	0.0000008
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000024
							0627	Этилбензол (675)	0.0000003
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	1Е-10
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000001
1728	Этилмеркаптан (668)	5Е-09							
2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.012051							
Транспортировка и хранение сырой нефти.	6274	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000338
							0334	Сероуглерод (519)	1Е-08
							0370	Углерода сероокись (1295*)	2Е-10
							0408	Циклогексан (652)	0.0000023
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000004
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0000112
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0000031
							0602	Бензол (64)	0.0000002
							0616	Ксилол (322)	0.0000021
							0621	Толуол (558)	0.0000008
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000024
							0627	Этилбензол (675)	0.0000003
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	1Е-10
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000001
1728	Этилмеркаптан (668)	5Е-09							
2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.012051							
Транспортировка и хранение сырой нефти.	6275	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000253
							0334	Сероуглерод (519)	1Е-08

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0370	Углерода сероокись (1295*)	2E-10
							0408	Циклогексан (652)	0.0000017
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000003
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0000083
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000232
							0602	Бензол (64)	0.0000001
							0616	Ксилол (322)	0.0000016
							0621	Толуол (558)	0.0000006
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000018
							0627	Этилбензол (675)	0.0000002
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	1E-10
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000001
							1728	Этилмеркаптан (668)	3E-09
ТУ 590 Утилизация воды	6300	2				33	2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0090032
							0333	Сероводород (518)	0.2782194
							1052	Метанол (338)	7.3648649
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.8286963

Таблица П4.1-2 Ориентировочный перечень источников выбросов варианта 2

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Остров DC-01									
ФВД DC-01 Актоты	0001	113.7	2.368	288.42	1269.5695	1680.1	0301	Азота диоксид (4)	48.49293
							0304	Азота оксид (6)	7.8801012
							0328	Сажа (583)	40.410775
							0330	Сера диоксид (516)	12840.044
							0333	Сероводород (518)	10.920996
							0337	Углерод оксид (584)	404.10775
							0410	Метан (727*)	10.102694
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0123258
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000003
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0079611							
Гидравлический блок питания	0002	9.5	0.25	3.63	0.178	33.5	2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0001828
Гидравлич. система острова. Блок управления	0003	9.5	0.25	3.63	0.178	33.5	2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0001828
Резервный дизельный генератор	0004	11.9	0.5	12.24	2.403	350	0301	Азота диоксид (4)	1.0666667
							0304	Азота оксид (6)	0.1733333
							0328	Сажа (583)	0.0694444
							0330	Сера диоксид (516)	0.1666667
							0337	Углерод оксид (584)	0.8611111
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000017
							1325	Формальдегид (609)	0.0166667
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.4027778							
Резервуар дизтоплива	0005	6.7	0.05	0.02	0.00004	36	0333	Сероводород (518)	0.0000003
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0001236
Линия подачи дизтоплива	0006	6.7	1.89	7.91	22.2	36	0333	Сероводород (518)	0.0000215
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0076563
Резервуары баз.масла и дизтоплива	0007	15	0.05	0.1	0.0002	32.7	0333	Сероводород (518)	0.0000017
							2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0010833
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0006096
Резервуары соляной кислоты	0008	6	0.05	0.01	0.0000278	32.7	0316	Соляная кислота (163)	0.0002997
	0009	8	0.3	30.19	2.134	350	0301	Азота диоксид (4)	4.736

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Резервные генераторы (для IBEEV)							0304	Азота оксид (6)	0.7696
							0328	Сажа (583)	0.3083333
							0330	Сера диоксид (516)	0.74
							0337	Углерод оксид (584)	3.8233333
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000074
							1325	Формальдегид (609)	0.074
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	1.7883333
Устья скважин (УС, 6 ед.)	6001	6.7				33.5	0333	Сероводород (518)	0.0001682
							0334	Сероуглерод (519)	3E-08
							0370	Углерода сероокись (1295*)	5E-08
							0408	Циклогексан (652)	0.0000131
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000012
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0002585
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000533
							0602	Бензол (64)	0.0000002
							0616	Ксилол (322)	0.0000074
							0621	Толуол (558)	0.0000023
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000135
							0627	Этилбензол (675)	0.0000009
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000007
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000002
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000005
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000004
							2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0000953
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0007415							
Система распределения химреагентов	6002	6.7				33.5	0616	Ксилол (322)	0.0013028
							0621	Толуол (558)	0.0091195
							1001	п-Аминофенол (64*)	0.0014083
							1051	Изопропиловый спирт (469)	0.0002347
							1052	Метанол (338)	0.0499945
							1860	Триалкиламины (1223*)	0.0002347
							2750	Сольвент нефтяной (1149*)	0.0156333
							2853	Глицерин (1010*)	0.0082333
Манифольд	6003	6.7				33.5	0333	Сероводород (518)	0.0007848
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000002
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000003

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0408	Циклогексан (652)	0.000061
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000054
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0071998
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0002486
							0602	Бензол (64)	0.0000008
							0616	Ксилол (322)	0.0000345
							0621	Толуол (558)	0.0000344
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000628
							0627	Этилбензол (675)	0.0000041
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000032
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000001
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000023
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000017
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0034587
СН. Тестовое оборудование	6004	6.7				33.5	0333	Сероводород (518)	0.0008806
							0334	Сероуглерод (519)	1.7E-07
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000004
							0408	Циклогексан (652)	0.0000685
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000061
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0086856
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0002789
							0602	Бензол (64)	0.0000009
							0616	Ксилол (322)	0.0000387
							0621	Толуол (558)	0.0000415
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000704
							0627	Этилбензол (675)	0.0000046
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000036
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000011
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000025
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000019							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0038812							
Система закрытого дренажа	6005	6.7				33.5	0333	Сероводород (518)	0.0005892
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000002

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0408	Циклогексан (652)	0.0000458
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000041
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0042114
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0001866
							0602	Бензол (64)	0.0000006
							0616	Ксилол (322)	0.0000259
							0621	Толуол (558)	0.0000201
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000471
							0627	Этилбензол (675)	0.0000031
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000024
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000007
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000017
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000013
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0025967
Факельная система	6006	6.7				33.5	0333	Сероводород (518)	0.0028398
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000006
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000008
							0408	Циклогексан (652)	0.0002209
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000196
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0043637
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008995
							0602	Бензол (64)	0.0000003
							0616	Ксилол (322)	0.0001249
							0621	Толуол (558)	0.0000038
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0002272
							0627	Этилбензол (675)	0.0000148
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000117
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000035
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000082							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000061							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0125161							
Система распределения топливного газа	6007	6.7				33.5	0333	Сероводород (518)	0.0000002
							0334	Сероуглерод (519)	1E-09
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000003

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0408	Циклогексан (652)	
							0409	Циклопентан (1423*)	
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0069325
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00009
							0602	Бензол (64)	2E-10
							0616	Ксилол (322)	0.0000004
							0621	Толуол (558)	0.0000331
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	
							0627	Этилбензол (675)	
							1702	Бутилмеркаптан (103)	2E-08
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000001
							1720	Пропилмеркаптан (471)	3E-08
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000006
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000021
Система камеры пуска/приема скребка	6008	6.7				33.5	0333	Сероводород (518)	0.0013795
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000003
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000005
							0408	Циклогексан (652)	0.0001073
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000095
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0115118
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000437
							0602	Бензол (64)	0.0000015
							0616	Ксилол (322)	0.0000607
							0621	Толуол (558)	0.0000055
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0001103
							0627	Этилбензол (675)	0.0000072
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000057
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000017
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000004							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000029							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.00608							
Система камеры пуска/приема скребка	6009	6.7				33.5	0333	Сероводород (518)	0.0000085
							0334	Сероуглерод (519)	1E-09
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000003

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0408	Циклогексан (652)	
							0409	Циклопентан (1423*)	
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0057027
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.000074
							0602	Бензол (64)	2Е-10
							0616	Ксилол (322)	0.0000003
							0621	Толуол (558)	0.0000272
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	
							0627	Этилбензол (675)	
							1702	Бутилмеркаптан (103)	1Е-08
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000001
							1720	Пропилмеркаптан (471)	2Е-08
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000005
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0030248
Гидравлич. система острова. Насосная установка	6010	6.7				33.5	2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0000953
Система распределения дизтоплива	6011	6.7				36	0333	Сероводород (518)	0.0000404
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0143708
Линия подачи базового масла	6012	7				32.7	2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0956665
Линия подачи дизтоплива	6013	7				32.7	0333	Сероводород (518)	0.0006663
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.2373106
НУВ									
Генератор	0010	15	0.45	444.92	70.7610335	450	0301	Азота диоксид (4)	31.758333
							0304	Азота оксид (6)	5.1607292
							0328	Сажа (583)	2.890625
							0330	Сера диоксид (516)	5.0104167
							0337	Углерод оксид (584)	33.145833
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000617
							1325	Формальдегид (609)	0.7708333
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	17.34375
Резервуар ГСМ	0011	15	0.1	0.13	0.0010417	32.7	0333	Сероводород (518)	0.0000075
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0026547

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Система подачи ГСМ	0012	13	0.2	4.77	0.1498543	32.7	0333	Сероводород (518)	0.0001707
							2754	Угледороды предельные C12-C19 (10)	0.0607998
Остров DC-02									
Гидравлический блок питания	0101	9.5	0.25	3.63	0.178	33.5	2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0001828
Гидравлич. система острова. Блок управления	0102	9.5	0.25	3.63	0.178	33.5	2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0001828
Резервуары баз.масла и дизтоплива	0103	15	0.05	0.1	0.0002	32.7	0333	Сероводород (518)	0.0000017
							2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0010833
							2754	Угледороды предельные C12-C19 (10)	0.0006096
Резервуары соляной кислоты	0104	6	0.05	0.01	0.0000278	32.7	0316	Соляная кислота (163)	0.0002997
Резервные генераторы (для IBEEV)	0105	8	0.3	30.19	2.134	350	0301	Азота диоксид (4)	4.736
							0304	Азота оксид (6)	0.7696
							0328	Сажа (583)	0.3083333
							0330	Сера диоксид (516)	0.74
							0337	Углерод оксид (584)	3.8233333
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000074
							1325	Формальдегид (609)	0.074
							2754	Угледороды предельные C12-C19 (10)	1.7883333
Устья скважин (УС, 5 ед.)	6101	6.7				33.5	0333	Сероводород (518)	0.0001402
							0334	Сероуглерод (519)	3E-08
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000001
							0408	Циклогексан (652)	0.0000109
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000001
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0021367
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000444
							0602	Бензол (64)	0.0000001
							0616	Ксилол (322)	0.0000062
							0621	Толуол (558)	0.0000102
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000112
							0627	Этилбензол (675)	0.0000007
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000006
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000002
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000004

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000003
							2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0302389
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0006179
Система распределения химреагентов	6102	6.7				33.5	0616	Ксилол (322)	0.0013028
							0621	Толуол (558)	0.0091195
							1001	п-Аминофенол (64*)	0.0014083
							1051	Изопропиловый спирт (469)	0.0002347
							1052	Метанол (338)	0.0499945
							1860	Триалкиламины (1223*)	0.0002347
							2750	Сольвент нафта (1149*)	0.0156333
							2853	Глицерин (1010*)	0.0082333
Манифольды	6103	6.7				33.5	0333	Сероводород (518)	0.0007848
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000002
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000003
							0408	Циклогексан (652)	0.0000061
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000054
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0071998
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0002486
							0602	Бензол (64)	0.0000008
							0616	Ксилол (322)	0.0000345
							0621	Толуол (558)	0.0000344
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000628
							0627	Этилбензол (675)	0.0000041
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000032
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000001
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000023
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000017
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0034587
ССН. Тестовое оборудование	6104	6.7				33.5	0333	Сероводород (518)	0.0008806
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000002
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000004
							0408	Циклогексан (652)	0.0000685
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000061
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0086856

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0002789
							0602	Бензол (64)	0.0000009
							0616	Ксилол (322)	0.0000387
							0621	Толуол (558)	0.0000415
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000704
							0627	Этилбензол (675)	0.0000046
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000036
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000011
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000025
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000019
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0038812
Система закрытого дренажа	6105	6.7				33.5	0333	Сероводород (518)	0.0005892
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000002
							0408	Циклогексан (652)	0.0000458
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000041
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0042114
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0001866
							0602	Бензол (64)	0.0000006
							0616	Ксилол (322)	0.0000259
							0621	Толуол (558)	0.0000201
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000471
							0627	Этилбензол (675)	0.0000031
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000024
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000007
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000017
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000013
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0025967
Система камеры пуска/приема скребка	6106	6.7				33.5	0333	Сероводород (518)	0.0006948
							0334	Сероуглерод (519)	1.01E-07
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000006
							0408	Циклогексан (652)	0.0000534
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000047
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0114054

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0002914
							0602	Бензол (64)	7.002E-07
							0616	Ксилол (322)	0.0000305
							0621	Толуол (558)	0.0000544
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000549
							0627	Этилбензол (675)	0.0000036
							1702	Бутилмеркаптан (103)	2.81E-06
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000009
							1720	Пропилмеркаптан (471)	2.02E-06
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000002
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0060496
Гидравлич. система острова. Насосная установка	6107	6.7				33.5	2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0000953
Линия подачи базового масла	6108	7				32.7	2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0956665
Линия подачи дизтоплива	6109	7				32.7	0333	Сероводород (518)	0.0006663
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.2373106
НТУ. Технологические установки									
ФВД НТУ	0201	174.4	10.77	26.6	2422.06834	1604	0301	Азота диоксид (4)	157.39089
							0304	Азота оксид (6)	25.57602
							0328	Сажа (583)	59.970044
							0330	Сера диоксид (516)	29838.98
							0333	Сероводород (518)	25.37332
							0337	Углерод оксид (584)	1311.5908
							0410	Метан (727*)	32.789769
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0206072
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0180007
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0276822
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0416401
ФНД НТУ	0202	59.1	1.579	503.08	984.620817	1540.1	0301	Азота диоксид (4)	48.333555
							0304	Азота оксид (6)	7.8542028
							0328	Сажа (583)	40.277963
							0330	Сера диоксид (516)	21904.286
							0333	Сероводород (518)	18.619299
							0337	Углерод оксид (584)	402.77963
							0410	Метан (727*)	10.069491
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0190092

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТУ-361. ГТУ Компрессора	0203	20	2.5	41.76	204.969217	620	1715	Метилмеркаптан (339)	0.0329192
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0220873
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0233765
							0301	Азота диоксид (4)	11.997355
							0304	Азота оксид (6)	1.9495702
							0328	Сажа (583)	0.340834
							0330	Сера диоксид (516)	1.1420452
							0337	Углерод оксид (584)	17.041698
ТУ-361. ГТУ Компрессора	0204	20	2.5	41.76	204.969217	620	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.7323548
							0301	Азота диоксид (4)	11.997355
							0304	Азота оксид (6)	1.9495702
							0328	Сажа (583)	0.340834
							0330	Сера диоксид (516)	1.1420452
							0337	Углерод оксид (584)	17.041698
ТУ-361. ГТУ Компрессора	0205	20	2.5	41.76	204.969217	620	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.7323548
							0301	Азота диоксид (4)	11.997355
							0304	Азота оксид (6)	1.9495702
							0328	Сажа (583)	0.340834
							0330	Сера диоксид (516)	1.1420452
							0337	Углерод оксид (584)	17.041698
Резервуары хранения серы	0210	12	0.6	0.53	0.15		0333	Сероводород (518)	0.1614865
Резервуар серы	0211	7	0.2	7.96	0.25		0333	Сероводород (518)	0.1134259
Промежуточный резервуар плавления серы	0212	7	0.2	3.18	0.1		0330	Сера диоксид (516)	0.0486111
							0333	Сероводород (518)	0.2430556
ТУ 334. Система грануляции, хранения и отгрузки серы	0213	6	0.2	38.52	1.21		0333	Сероводород (518)	0.0001142
ТУ 334. Система грануляции, хранения и отгрузки серы	0214	9	0.2	3376.9	106.09		0330	Сера диоксид (516)	0.1
							0331	Сера элементарная (1125*)	0.0666667
							0333	Сероводород (518)	0.01
ТУ 334. Система грануляции, хранения и отгрузки серы	0215	9	0.2	3376.9	106.09		0330	Сера диоксид (516)	0.1
							0331	Сера элементарная (1125*)	0.0666667
							0333	Сероводород (518)	0.01
							0330	Сера диоксид (516)	0.1
ТУ 334. Система грануляции, хранения и отгрузки серы	0216	9	0.2	3376.9	106.09		0331	Сера элементарная (1125*)	0.0666667
							0333	Сероводород (518)	0.01
							0330	Сера диоксид (516)	0.1
	0217	9	0.2	3376.9	106.09		0330	Сера диоксид (516)	0.1

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТУ 334. Система грануляции, хранения и отгрузки серы							0331	Сера элементарная (1125*)	0.0666667
							0333	Сероводород (518)	0.01
ТУ 334. Система грануляции, хранения и отгрузки серы	0218	9	0.2	3376.9	106.09		0330	Сера диоксид (516)	0.1
							0331	Сера элементарная (1125*)	0.0666667
ТУ 334. Система грануляции, хранения и отгрузки серы	0219	9	0.2	3376.9	106.09		0333	Сероводород (518)	0.01
							0330	Сера диоксид (516)	0.1
ТУ 334. Система грануляции, хранения и отгрузки серы	0219	9	0.2	3376.9	106.09		0331	Сера элементарная (1125*)	0.0666667
							0333	Сероводород (518)	0.01
Cold vent for Line from GE2 till GE1	0220	4	0.152	752.35	13.6519984	15	0333	Сероводород (518)	0.2728891
							0334	Сероуглерод (519)	0.2497758
							0370	Углерода сероокись (1295*)	1.9001702
							0408	Циклогексан (652)	4.4948185
							0409	Циклопентан (1423*)	1.424171
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	10878.921
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	141.23939
							0602	Бензол (64)	35.601297
							0616	Ксилол (322)	0.649893
							0621	Толуол (558)	51.930925
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0151477
							0627	Этилбензол (675)	0.0192472
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.1578484
							1715	Метилмеркаптан (339)	1.5338066
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.452792
							1728	Этилмеркаптан (668)	2.5524172
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	3.2335983							
Cold vent for Line from GE3 till GE2	0221	4	0.152	752.35	13.6519984	15	0333	Сероводород (518)	0.2728891
							0334	Сероуглерод (519)	0.2497758
							0370	Углерода сероокись (1295*)	1.9001702
							0408	Циклогексан (652)	4.4948185
							0409	Циклопентан (1423*)	1.424171
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	10878.921
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	141.23939
							0602	Бензол (64)	35.601297
							0616	Ксилол (322)	0.649893
0621	Толуол (558)	51.930925							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0151477
							0627	Этилбензол (675)	0.0192472
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.1578484
							1715	Метилмеркаптан (339)	1.5338066
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.452792
							1728	Этилмеркаптан (668)	2.5524172
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	3.2335983
Cold vent for Line from GE4 till GE3	0222	4	0.152	752.35	13.6519984	15	0333	Сероводород (518)	0.2728891
							0334	Сероуглерод (519)	0.2497758
							0370	Углерода сероокись (1295*)	1.9001702
							0408	Циклогексан (652)	4.4948185
							0409	Циклопентан (1423*)	1.424171
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	10878.921
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	141.23939
							0602	Бензол (64)	35.601297
							0616	Ксилол (322)	0.649893
							0621	Толуол (558)	51.930925
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0151477
							0627	Этилбензол (675)	0.0192472
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.1578484
							1715	Метилмеркаптан (339)	1.5338066
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.452792
							1728	Этилмеркаптан (668)	2.5524172
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	3.2335983
Cold vent for Line from GE5 till GE4	0223	4	0.152	752.35	13.6519984	15	0333	Сероводород (518)	0.2728891
							0334	Сероуглерод (519)	0.2497758
							0370	Углерода сероокись (1295*)	1.9001702
							0408	Циклогексан (652)	4.4948185
							0409	Циклопентан (1423*)	1.424171
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	10878.921
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	141.23939
							0602	Бензол (64)	35.601297
							0616	Ксилол (322)	0.649893
							0621	Толуол (558)	51.930925

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0151477
							0627	Этилбензол (675)	0.0192472
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.1578484
							1715	Метилмеркаптан (339)	1.5338066
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.452792
							1728	Этилмеркаптан (668)	2.5524172
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	3.2335983
Cold vent of Pig Trap C3-170-VR-001	0224	3.9	0.051	450.69	0.9206908	15	0333	Сероводород (518)	0.0184036
							0334	Сероуглерод (519)	0.0168449
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.1281475
							0408	Циклогексан (652)	0.3031306
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0960461
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	733.6744
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	9.5251846
							0602	Бензол (64)	2.4009515
							0616	Ксилол (322)	0.0438288
							0621	Толуол (558)	3.5022216
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0010216
							0627	Этилбензол (675)	0.001298
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0106453
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.1034399
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0305363
1728	Этилмеркаптан (668)	0.172135							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.2180739							
Metering skid Cold vent	0225	4	0.051	6682.9	13.652	15	0333	Сероводород (518)	0.8186673
							0334	Сероуглерод (519)	0.7493273
							0370	Углерода сероокись (1295*)	5.7005107
							0408	Циклогексан (652)	13.484455
							0409	Циклопентан (1423*)	4.2725129
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	32636.762
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	423.71818
							0602	Бензол (64)	106.80389
							0616	Ксилол (322)	1.949679
0621	Толуол (558)	155.79277							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0454431
							0627	Этилбензол (675)	0.0577415
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.4735451
							1715	Метилмеркаптан (339)	4.6014199
							1720	Пропилмеркаптан (471)	1.3583761
							1728	Этилмеркаптан (668)	7.6572516
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	9.7007948
Cold vent stack of GE-5 - Свеча газоанализатора на GE-5	0226	3.9	0.051	450.85	0.921	20	0333	Сероводород (518)	0.0000003
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000003
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000024
							0408	Циклогексан (652)	0.0000057
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000018
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.013736
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0001783
							0602	Бензол (64)	0.0000045
							0616	Ксилол (322)	0.0000008
							0621	Толуол (558)	0.0000656
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	2E-08
							0627	Этилбензол (675)	2E-08
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000002
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000019
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000006
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000032
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	4.083E-06
GE5 Cold vent	0227	2.5	0.102	1670.7	13.6517936	15	0333	Сероводород (518)	0.2728891
							0334	Сероуглерод (519)	0.2497758
							0370	Углерода сероокись (1295*)	1.9001702
							0408	Циклогексан (652)	4.4948185
							0409	Циклопентан (1423*)	1.424171
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	10878.921
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	141.23939
							0602	Бензол (64)	35.601297
							0616	Ксилол (322)	0.649893
0621	Толуол (558)	51.930925							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0151477
							0627	Этилбензол (675)	0.0192472
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.1578484
							1715	Метилмеркаптан (339)	1.5338066
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.452792
							1728	Этилмеркаптан (668)	2.5524172
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	3.2335983
Cold vent	0228	10	0.05	1.93	0.0037922	15	0333	Сероводород (518)	0.0000758
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000694
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0005278
							0408	Циклогексан (652)	0.0012486
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0003956
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	3.0219224
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0392332
							0602	Бензол (64)	0.0098892
							0616	Ксилол (322)	0.0001805
							0621	Толуол (558)	0.0144253
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000042
							0627	Этилбензол (675)	0.0000053
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000438
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0004261
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0001258
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.000709
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0008982
Cold vent	0229	10	0.15	0.09	0.0015169	15	0333	Сероводород (518)	0.0000303
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000278
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0002111
							0408	Циклогексан (652)	0.0004994
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0001582
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.208769
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0156933
							0602	Бензол (64)	0.0039557
							0616	Ксилол (322)	0.0000722
							0621	Толуол (558)	0.0057701

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000017
							0627	Этилбензол (675)	0.0000021
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000175
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0001704
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000503
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0002836
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0003593
Термоокислитель	0230	60	4.13	17.86	239.239858	650	0301	Азота диоксид (4)	24.532084
							0304	Азота оксид (6)	3.9864637
							0330	Сера диоксид (516)	3002.7526
							0333	Сероводород (518)	0.3789509
							0337	Углерод оксид (584)	22.437882
							0410	Метан (727*)	0.8933333
Термоокислитель	0231	60	4.13	16.09	215.563152	650	0301	Азота диоксид (4)	7.2069041
							0304	Азота оксид (6)	1.1711219
							0330	Сера диоксид (516)	172.46205
							0333	Сероводород (518)	0.319169
							0337	Углерод оксид (584)	18.898167
							0410	Метан (727*)	0.8933333
Термоокислитель	0232	60	4.13	16.09	215.563152	650	0301	Азота диоксид (4)	7.2069041
							0304	Азота оксид (6)	1.1711219
							0330	Сера диоксид (516)	172.46205
							0333	Сероводород (518)	0.319169
							0337	Углерод оксид (584)	18.898167
							0410	Метан (727*)	0.8933333
ТУ 190. Многофазный трубопровод	6200	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0036181
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000007
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000011
							0408	Циклогексан (652)	0.0002814
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000025
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0055597
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0011461
							0602	Бензол (64)	0.0000038
							0616	Ксилол (322)	0.0001591
							0621	Толуол (558)	0.0000485
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0002894

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0627	Этилбензол (675)	0.0000188
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000148
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000044
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000105
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000077
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0159464
ТУ 300. Slugcatcher	6201	9				33	0333	Сероводород (518)	0.0336523
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000034
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000167
							0408	Циклогексан (652)	0.0008681
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000092
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0946995
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0034783
							0602	Бензол (64)	0.0002798
							0616	Ксилол (322)	0.0003857
							0621	Толуол (558)	0.000498
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0006521
							0627	Этилбензол (675)	0.0000469
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000433
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000259
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000361
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000357							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0334505							
ТУ 200 Сепарация нефти (МР)	6202	6				33	0333	Сероводород (518)	0.0081915
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000044
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000035
							0408	Циклогексан (652)	0.0021765
							0409	Циклопентан (1423*)	0.000181
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0111058
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0090459
							0602	Бензол (64)	0.0000392
							0616	Ксилол (322)	0.0013108
							0621	Толуол (558)	0.0004009
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0024111							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0627	Этилбензол (675)	0.0001543
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0001164
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000231
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000772
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.000005
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0583785
ТУ 210 Подготовка нефти и воды.	6203	8				33	0333	Сероводород (518)	0.0676982
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000107
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000323
							0408	Циклогексан (652)	0.0025964
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0002588
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1253635
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0104709
							0602	Бензол (64)	0.0004253
							0616	Ксилол (322)	0.0013675
							0621	Толуол (558)	0.0009612
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0024454
							0627	Этилбензол (675)	0.0001624
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0001353
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000807
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0001062
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0001021
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0506293							
ТУ 160 Экспортный нефтепровод.	6204	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0004078
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000139
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000013
							0408	Циклогексан (652)	0.0072456
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000632
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0139822
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0294981
							0602	Бензол (64)	0.000097
							0616	Ксилол (322)	0.0041263
							0621	Толуол (558)	0.001253
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0075062							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0627	Этилбензол (675)	0.0004881
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0003015
							1715	Метилмеркаптан (339)	5E-08
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000674
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000041
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.1452311
ТУ 360 Компримирование LP	6205	8.5				33	0333	Сероводород (518)	0.1135429
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000114
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000505
							0408	Циклогексан (652)	0.0007891
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0001449
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1888745
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0024521
							0602	Бензол (64)	0.0006181
							0616	Ксилол (322)	0.0001045
							0621	Толуол (558)	0.0009016
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000594
							0627	Этилбензол (675)	0.0000015
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000355
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0001055
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000542
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000936
							2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0277778
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000561
ТУ 360 Компримирование LP	6206	8.5				33	0333	Сероводород (518)	0.1135429
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000114
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000505
							0408	Циклогексан (652)	0.0007891
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0001449
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1888745
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0024521
							0602	Бензол (64)	0.0006181
							0616	Ксилол (322)	0.0001045
							0621	Толуол (558)	0.0009016

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000594
							0627	Этилбензол (675)	0.000015
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000355
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0001055
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000542
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000936
							2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0277778
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000561
ТУ 360 Компримирование МР	6207	8.5				33	0333	Сероводород (518)	0.0978602
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000089
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000362
							0408	Циклогексан (652)	0.0006804
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0001207
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1888745
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0024521
							0602	Бензол (64)	0.0006181
							0616	Ксилол (322)	0.0000932
							0621	Толуол (558)	0.0009016
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000543
							0627	Этилбензол (675)	0.0000135
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000305
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000817
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000449
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000745
							2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0277778
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000561
ТУ 360 Компримирование МР	6208	8.5				33	0333	Сероводород (518)	0.0978602
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000089
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000362
							0408	Циклогексан (652)	0.0006804
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0001207
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1888745
							0621	Толуол (558)	0.0024521
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0006181
							0627	Этилбензол (675)	0.0000932

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0009016
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000543
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000135
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000305
							2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0277778
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000817
ТУ 330 Удаление кислых газов.	6209	7				33	0333	Сероводород (518)	0.0137007
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000006
							0337	Углерод оксид (584)	0.0000012
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000351
							0408	Циклогексан (652)	0.0000105
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0049149
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0232189
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0003014
							0602	Бензол (64)	0.0000076
							0616	Ксилол (322)	0.0000048
							0621	Толуол (558)	0.0001108
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000009
							0627	Этилбензол (675)	0.0000017
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000063
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000037
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000032
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000089
1852	Моноэтанолламин (29)	0.0980204							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.2892386							
ТУ 310 Дегидратация газа.	6210	7				33	0333	Сероводород (518)	0.0000075
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000135
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000525
							0408	Циклогексан (652)	0.0019684
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0002917
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2980941
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.006166
							0602	Бензол (64)	0.0009755
0616	Ксилол (322)	0.0003525							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0621	Толуол (558)	0.001423
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0002952
							0627	Этилбензол (675)	0.0000504
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000803
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000525
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000095
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0001242
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0003447
ТУ 340 Контроль точки росы - турбодетандер.	6211	6				33	0333	Сероводород (518)	0.0000005
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000009
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000035
							0408	Циклогексан (652)	0.0001046
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000171
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0196697
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0003246
							0602	Бензол (64)	0.0000644
							0616	Ксилол (322)	0.0000126
							0621	Толуол (558)	0.0000939
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000062
							0627	Этилбензол (675)	0.0000019
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000042
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000035
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000056
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000008
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000058							
ТУ 320 Извлечение жидких углеводородов.	6212	6				33	0333	Сероводород (518)	0.0001506
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000184
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000155
							0408	Циклогексан (652)	0.0046451
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0007052
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0534572
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0142263
							0602	Бензол (64)	0.0001635
0616	Ксилол (322)	0.0005932							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0621	Толуол (558)	0.0006368
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0002968
							0627	Этилбензол (675)	0.0000896
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0001893
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000217
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0002293
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0001416
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0533061
ТУ 321 Очистка СУГ.	6213	6				33	0333	Сероводород (518)	0.00017
							0334	Сероуглерод (519)	0.000021
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000014
							0408	Циклогексан (652)	0.0057657
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0008731
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0349986
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0173533
							0602	Бензол (64)	0.0001192
							0616	Ксилол (322)	0.0007362
							0621	Толуол (558)	0.0006692
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0003691
							0627	Этилбензол (675)	0.0001114
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0001465
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000073
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0001512
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000783
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0605513							
ТУ 361 Компримирование товарного газа	6214	7				33	0333	Сероводород (518)	0.0000047
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000043
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000033
							0408	Циклогексан (652)	0.000078
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000247
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1888745
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0024521
							0602	Бензол (64)	0.0006181
0616	Ксилол (322)	0.0000113							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0621	Толуол (558)	0.0009016
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	2.63E-07
							0627	Этилбензол (675)	3.34E-07
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000027
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000266
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000079
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000443
							2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.1111111
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000561
ТУ 170 Экспортный газопровод	6215	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000048
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000044
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000333
							0408	Циклогексан (652)	0.0000788
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000025
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1907243
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0024761
							0602	Бензол (64)	0.0006241
							0616	Ксилол (322)	0.0000114
							0621	Толуол (558)	0.0009104
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000003
							0627	Этилбензол (675)	0.0000003
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000028
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000269
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000079
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000447
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000567
ТУ 331 Извлечение серы.	6216	2				33	0303	Аммиак (32)	1E-09
							0330	Сера диоксид (516)	0.0017197
							0333	Сероводород (518)	0.0091443
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000408
							0337	Углерод оксид (584)	0.0000242
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0001853
							0408	Циклогексан (652)	0.0000127
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000004
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0307815							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0003996
							0602	Бензол (64)	0.0001007
							0616	Ксилол (322)	0.0000018
							0621	Толуол (558)	0.0001469
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	4Е-08
							0627	Этилбензол (675)	0.0000001
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000004
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000065
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000013
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000072
							1852	Моноэтанолламин (29)	5Е-11
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0000091
ТУ 331 Извлечение серы.	6217	2				33	0303	Аммиак (32)	1Е-09
							0330	Сера диоксид (516)	0.0017197
							0333	Сероводород (518)	0.0091443
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000408
							0337	Углерод оксид (584)	0.000242
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0001853
							0408	Циклогексан (652)	0.0000127
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000004
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0307815
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0003996
							0602	Бензол (64)	0.0001007
							0616	Ксилол (322)	0.0000018
							0621	Толуол (558)	0.0001469
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	4Е-08
							0627	Этилбензол (675)	0.0000001
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000004
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000065
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000013
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000072
							1852	Моноэтанолламин (29)	5Е-11
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0000091
ТУ 331 Извлечение серы.	6218	2				33	0303	Аммиак (32)	1Е-09
							0330	Сера диоксид (516)	0.0017197

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0333	Сероводород (518)	0.0091443
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000408
							0337	Углерод оксид (584)	0.000242
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0001853
							0408	Циклогексан (652)	0.0000127
							0409	Циклопентан (1423*)	0.000004
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0307815
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0003996
							0602	Бензол (64)	0.0001007
							0616	Ксилол (322)	0.0000018
							0621	Толуол (558)	0.0001469
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	4E-08
							0627	Этилбензол (675)	0.0000001
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000004
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000065
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000013
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000072
1852	Моноэтаноламин (29)	5E-11							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000091							
ТУ 332 Очистка хвостовых газов.	6219	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0148961
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000079
							0337	Углерод оксид (584)	0.0000065
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000598
							0408	Циклогексан (652)	0.0001415
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000448
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.3424603
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0044461
							0602	Бензол (64)	0.0011207
							0616	Ксилол (322)	0.0000205
							0621	Толуол (558)	0.0016347
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000005
							0627	Этилбензол (675)	0.0000006
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.000005
1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000483							
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000143							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТУ 332 Очистка хвостовых газов.	6220	2				33	1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000803
							1852	Моноэтанолламин (29)	0.0142192
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0001018
							0333	Сероводород (518)	0.0148961
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000079
							0337	Углерод оксид (584)	0.000065
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000598
							0408	Циклогексан (652)	0.0001415
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000448
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.3424603
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0044461
							0602	Бензол (64)	0.0011207
							0616	Ксилол (322)	0.0000205
ТУ 332 Очистка хвостовых газов.	6221	2				33	0621	Толуол (558)	0.0016347
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000005
							0627	Этилбензол (675)	0.0000006
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000005
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000483
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000143
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000803
							1852	Моноэтанолламин (29)	0.0142192
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0001018
							0333	Сероводород (518)	0.0148961
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000079
							0337	Углерод оксид (584)	0.000065
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000598
0408	Циклогексан (652)	0.0001415							
0409	Циклопентан (1423*)	0.0000448							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.3424603							
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0044461							
0602	Бензол (64)	0.0011207							
0616	Ксилол (322)	0.0000205							
0621	Толуол (558)	0.0016347							
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000005							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0627	Этилбензол (675)	0.0000006
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000005
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000483
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000143
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000803
							1852	Моноэтаноламин (29)	0.0142192
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0001018
ТУ 333 Сбор кислой воды.	6222	2				33	0303	Аммиак (32)	3E-09
							0333	Сероводород (518)	0.0016765
							0334	Серовуглерод (519)	0.0000003
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000022
							0408	Циклогексан (652)	0.0000051
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000016
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.012441
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0001615
							0602	Бензол (64)	0.0000407
							0616	Ксилол (322)	0.0000007
							0621	Толуол (558)	0.0000594
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	2E-08
							0627	Этилбензол (675)	2E-08
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000002
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000018
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000005
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000029
1852	Моноэтаноламин (29)	0.0000015							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000037							
ТУ 230 Факельная система.	6223	5				33	0333	Сероводород (518)	0.0000025
							0334	Серовуглерод (519)	0.0000023
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000175
							0408	Циклогексан (652)	0.0000413
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000131
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0999533
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0012977
0602	Бензол (64)	0.0003271							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0616	Ксилол (322)	0.000006
							0621	Толуол (558)	0.0004771
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000001
							0627	Этилбензол (675)	0.0000002
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000015
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000141
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000042
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000235
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000297
ТУ 550 Закрытая дренажная система.	6224	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000024
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000022
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000017
							0408	Циклогексан (652)	0.0000402
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000127
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0973332
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0012637
							0602	Бензол (64)	0.0003185
							0616	Ксилол (322)	0.0000058
							0621	Толуол (558)	0.0004646
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000001
							0627	Этилбензол (675)	0.0000002
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000014
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000137
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000041
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000228							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000289							
ТУ 560 Отпарка кислой воды.	6225	15				33	0333	Сероводород (518)	0.0001286
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000004
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000023
							0408	Циклогексан (652)	0.0000054
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000017
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0129526
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0001682
0602	Бензол (64)	0.0000424							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0616	Ксилол (322)	0.0000008
							0621	Толуол (558)	0.0000618
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	2Е-08
							0627	Этилбензол (675)	2Е-08
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000002
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000019
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000005
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000003
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0000038
ТУ 560 Отпарка кислой воды.	6226	11				33	0333	Сероводород (518)	0.0000005
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000003
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000002
							0408	Циклогексан (652)	0.0000047
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000015
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0113081
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0001468
							0602	Бензол (64)	0.0000037
							0616	Ксилол (322)	0.0000007
							0621	Толуол (558)	0.0000054
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	2Е-08
							0627	Этилбензол (675)	2Е-08
							1052	Метанол (338)	0.0000012
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000002
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000016
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000005
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000027
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0000039
Транспортировка и хранение сырой нефти.	6227	5				33	0333	Сероводород (518)	0.0000389
							0334	Сероуглерод (519)	1Е-08
							0370	Углерода сероокись (1295*)	1Е-09
							0408	Циклогексан (652)	0.0000069
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000006
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0000133
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0000281

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0602	Бензол (64)	0.0000001
							0616	Ксилол (322)	0.0000039
							0621	Толуол (558)	0.0000012
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000072
							0627	Этилбензол (675)	0.0000005
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000003
							1715	Метилмеркаптан (339)	1E-10
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000001
							1728	Этилмеркаптан (668)	4E-09
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0138515
Транспортировка и хранение сырой нефти.	6228	5				33	0333	Сероводород (518)	0.0000389
							0334	Сероуглерод (519)	1E-08
							0370	Углерода сероокись (1295*)	1E-09
							0408	Циклогексан (652)	0.0000069
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000006
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0000133
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000281
							0602	Бензол (64)	0.0000001
							0616	Ксилол (322)	0.0000039
							0621	Толуол (558)	0.0000012
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000072
							0627	Этилбензол (675)	0.0000005
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000003
							1715	Метилмеркаптан (339)	1E-10
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000001
							1728	Этилмеркаптан (668)	4E-09
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0138515							
Транспортировка и хранение сырой нефти.	6229	5				33	0333	Сероводород (518)	0.0000253
							0334	Сероуглерод (519)	1E-08
							0370	Углерода сероокись (1295*)	1E-09
							0408	Циклогексан (652)	0.0000045
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000004
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0000087
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000183

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0602	Бензол (64)	0.0000001
							0616	Ксилол (322)	0.0000026
							0621	Толуол (558)	0.0000008
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000047
							0627	Этилбензол (675)	0.0000003
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000002
							1715	Метилмеркаптан (339)	3E-11
							1720	Пропилмеркаптан (471)	4E-08
							1728	Этилмеркаптан (668)	3E-09
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0090032
ТУ 221 Хранилище СУГ.	6230	5				33	0333	Сероводород (518)	0.0001747
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000004
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000379
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0623697
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000001
							0602	Бензол (64)	1E-09
							0616	Ксилол (322)	
							0621	Толуол (558)	5.00E-12
							0627	Этилбензол (675)	
							1702	Бутилмеркаптан (103)	1.00E-12
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000006
							1720	Пропилмеркаптан (471)	1E-10
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000003
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0622206
ТУ 190 Камеры пуска и приема скребков.	6231	5				33	0333	Сероводород (518)	0.0012051
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000002
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000004
							0408	Циклогексан (652)	0.0000937
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000083
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0018518
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0003817
							0602	Бензол (64)	0.0000013
							0616	Ксилол (322)	0.000053
							0621	Толуол (558)	0.0000161

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000964
							0627	Этилбензол (675)	0.0000063
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000049
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000015
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000035
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000026
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0053113
ТУ 190 Камеры пуска и приема скребков.	6232	5				33	0333	Сероводород (518)	0.000013
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000004
							0370	Углерода сероокись (1295*)	4E-08
							0408	Циклогексан (652)	0.0002315
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000202
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0004468
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0009425
							0602	Бензол (64)	0.0000031
							0616	Ксилол (322)	0.0001318
							0621	Толуол (558)	0.000004
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0002398
							0627	Этилбензол (675)	0.0000156
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000096
							1715	Метилмеркаптан (339)	2E-09
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000022
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000001
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0046404							
ТУ 190 Камеры пуска и приема скребков.	6233	5				33	0333	Сероводород (518)	0.0000008
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000007
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000053
							0408	Циклогексан (652)	0.0000125
							0409	Циклопентан (1423*)	0.000004
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0302453
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0003927
							0602	Бензол (64)	0.0000099
							0616	Ксилол (322)	0.0000018
							0621	Толуол (558)	0.0001444

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	4E-08
							0627	Этилбензол (675)	0.0000001
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000004
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000043
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000013
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000071
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.000009
ТУ 190 Камеры пуска и приема скребков.	6234	5				33	0333	Сероводород (518)	0.0000008
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000007
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000053
							0408	Циклогексан (652)	0.0000125
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000004
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0302453
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0003927
							0602	Бензол (64)	0.0000099
							0616	Ксилол (322)	0.0000018
							0621	Толуол (558)	0.0001444
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	4E-08
							0627	Этилбензол (675)	0.0000001
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000004
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000043
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000013
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000071
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.000009
ТУ-210. Емкости сбора и нейтрализации нефтешлама/отработанного каустика ТЖГЦ и ГФУ	6235	5				33	0333	Сероводород (518)	3.101E-06
							1052	Метанол (338)	0.0078548
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.012595
Резервуар экспортируемой нефти	6236	18.4				33	0333	Сероводород (518)	0.000045
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	3.2641926
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1.2098595
							0602	Бензол (64)	0.0157669
							0616	Ксилол (322)	0.0049553
							0621	Толуол (558)	0.0099106

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Резервуар экспортируемой нефти	6237	18.4				33	1716	Смесь природных меркаптанов (526)	0.0000901
							0333	Сероводород (518)	0.000045
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	3.2641926
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1.2098595
							0602	Бензол (64)	0.0157669
							0616	Ксилол (322)	0.0049553
							0621	Толуол (558)	0.0099106
Резервуар экспортируемой нефти	6238	12.8				33	1716	Смесь природных меркаптанов (526)	0.0000901
							0333	Сероводород (518)	0.000045
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	3.2641926
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1.2098595
							0602	Бензол (64)	0.0157669
							0616	Ксилол (322)	0.0049553
							0621	Толуол (558)	0.0099106
Насосы перекачки серы.	6240	2					0333	Сероводород (518)	3E-08
Блоки хранения серы.	6241	11.5					0331	Сера элементарная (1125*)	1.3268275
							0333	Сероводород (518)	0.1454266
Пыление при транспортировке и погрузке серы	6242	4					0331	Сера элементарная (1125*)	0.5752147
							2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0.0037298
Установка переплавки серы	6243	11					0330	Сера диоксид (516)	0.0486111
							0333	Сероводород (518)	0.2430556
Дробильная установка серы	6244	8					0331	Сера элементарная (1125*)	0.0048611
Пересыпка (перевалка, перемещение, погрузка)	6245	8					0331	Сера элементарная (1125*)	0.0001722
Конвейеры	6246	2					0331	Сера элементарная (1125*)	0.012345
Пересыпка (перевалка, перемещение, погрузка) гранулированной серы	6247	2					0331	Сера элементарная (1125*)	0.0000289
Статическое хранение серы	6248	2					0331	Сера элементарная (1125*)	0.0594762
ТУ-590. Бетонный накопитель-отстойник и накопительные секции ПРЖТО	6250	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0123653
							1052	Метанол (338)	0.3273273
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0368309
НТУ. Установки инженерного обеспечения									

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бак приготовления раствора МЭГ	0300	4.6	0.01	7.07	0.0005556	105	1078	Этиленгликоль (1444*)	0.0087633
Расширительный бак хладагента	0301	12	0.15	0.17	0.0030806	75	1078	Этиленгликоль (1444*)	0.0037701
FG1, Cold vent for line from FG2 till SU.	0302	4	0.051	149.22	0.3048343	25	0333	Сероводород (518)	0.0058882
							0334	Сероуглерод (519)	0.0053895
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0410005
							0408	Циклогексан (652)	0.096986
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0307298
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	234.73766
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	3.0475638
							0602	Бензол (64)	0.7681796
							0616	Ксилол (322)	0.0140229
							0621	Толуол (558)	1.1205288
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0003268
							0627	Этилбензол (675)	0.0004153
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0034059
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0330954
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.00977
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0550743
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0697723							
FG2, Metering skid Cold vent.	0303	3	0.051	143.83	0.2938162	25	0333	Сероводород (518)	0.0056754
							0334	Сероуглерод (519)	0.0051947
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0395186
							0408	Циклогексан (652)	0.0934805
							0409	Циклопентан (1423*)	0.029619
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	226.25317
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	2.9374109
							0602	Бензол (64)	0.7404141
							0616	Ксилол (322)	0.0135161
							0621	Толуол (558)	1.0800278
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.000315
							0627	Этилбензол (675)	0.0004003
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0032828
1715	Метилмеркаптан (339)	0.0318992							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Свеча газоанализатора на FG-2	0304	3	0.051	0.49	0.0010105	25	1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0094169
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0530836
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0672504
							0333	Сероводород (518)	0.0000195
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000179
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0001359
							0408	Циклогексан (652)	0.0003215
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0001019
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.7781681
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0101028
							0602	Бензол (64)	0.0025466
							0616	Ксилол (322)	0.0000465
							0621	Толуол (558)	0.0037146
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000011
							0627	Этилбензол (675)	0.0000014
Свеча	0305	5.4	0.051	161.88	0.330701	50	1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000113
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0001097
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000324
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0001826
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0002313
							0333	Сероводород (518)	0.0058937
							0334	Сероуглерод (519)	0.0053945
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0410385
							0408	Циклогексан (652)	0.0970759
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0307582
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	234.95522
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	3.0503883
							0602	Бензол (64)	0.7688916
							0616	Ксилол (322)	0.0140359
							0621	Толуол (558)	1.1215673
0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0003271							
0627	Этилбензол (675)	0.0004157							
1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0034091							
1715	Метилмеркаптан (339)	0.0331261							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с							
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10							
Свеча	0306	5.4	0.051	3.35	0.0068486	28	1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0097791							
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0551253							
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.069837							
							0333	Сероводород (518)	0.000131							
							0334	Сероуглерод (519)	0.0001199							
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.000912							
							0408	Циклогексан (652)	0.0021572							
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0006835							
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	5.221227							
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0677864							
							0602	Бензол (64)	0.0170865							
							0616	Ксилол (322)	0.0003119							
							0621	Толуол (558)	0.0249237							
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0000073							
							0627	Этилбензол (675)	0.0000092							
Резервуар хранения д/т	0307	5	0.1	0.33	0.0026111	33	1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000758							
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0007361							
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0002173							
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.001225							
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0015519							
							0333	Сероводород (518)	0.0000258							
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0091862							
							Главный дизельный генератор	0310	14.2	0.3	760.51	53.7573009	400	0301	Азота диоксид (4)	25.4304
														0304	Азота оксид (6)	4.13244
														0328	Сажа (583)	1.766
0330	Сера диоксид (516)	3.532														
0337	Углерод оксид (584)	21.192														
0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000383														
1325	Формальдегид (609)	0.4415														
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	10.596														
Резервуар суточного запаса д/т	0311	5	0.24	0.07	0.0030556	33	0333	Сероводород (518)	0.0000268							
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0095554							
Расходный резервуар д/т	0312	2	0.05	1.56	0.0030556	33	0333	Сероводород (518)	0.0000335							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0119443
Расходный резервуар д/т	0313	2	0.05	1.56	0.0030556	33	0333	Сероводород (518)	0.0000335
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0119443
Газовая турбина 470	0320	40	3.5	25.07	241.183464	620	0301	Азота диоксид (4)	7.9270738
							0304	Азота оксид (6)	1.2881495
							0330	Сера диоксид (516)	3.2340362
							0337	Углерод оксид (584)	3.6251862
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.1310758
Газовая турбина 470	0321	40	3.5	25.07	241.183464	620	0301	Азота диоксид (4)	7.9270738
							0304	Азота оксид (6)	1.2881495
							0330	Сера диоксид (516)	3.2340362
							0337	Углерод оксид (584)	3.6251862
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.1310758
Газовая турбина 470	0322	40	3.5	25.07	241.183464	620	0301	Азота диоксид (4)	7.9270738
							0304	Азота оксид (6)	1.2881495
							0330	Сера диоксид (516)	3.2340362
							0337	Углерод оксид (584)	3.6251862
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.1310758
Газовая турбина 470	0323	40	3.5	25.07	241.183464	620	0301	Азота диоксид (4)	7.9270738
							0304	Азота оксид (6)	1.2881495
							0330	Сера диоксид (516)	3.2340362
							0337	Углерод оксид (584)	3.6251862
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.1310758
Установка вентиляционного клапана.	0324	20	0.1	79.09	0.6211837	36	0333	Сероводород (518)	0.013097
							0334	Сероуглерод (519)	0.0119878
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.7646136
							0408	Циклогексан (652)	0.2157242
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0683516
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1257.0617
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	6.7786406
							0602	Бензол (64)	1.708648
0616	Ксилол (322)	0.031191							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0621	Толуол (558)	2.4923718
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.000727
							0627	Этилбензол (675)	0.0009238
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0075758
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0736134
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0217312
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.1225006
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.1551932
Установка вентиляционного клапана.	0325	20	0.1	79.09	0.6211837	36	0333	Сероводород (518)	0.013097
							0334	Сероуглерод (519)	0.0119878
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.7646136
							0408	Циклогексан (652)	0.2157242
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0683516
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1257.0617
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	6.7786406
							0602	Бензол (64)	1.708648
							0616	Ксилол (322)	0.031191
							0621	Толуол (558)	2.4923718
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.000727
							0627	Этилбензол (675)	0.0009238
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0075758
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0736134
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0217312
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.1225006
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.1551932							
Установка вентиляционного клапана.	0326	20	0.1	79.09	0.6211837	36	0333	Сероводород (518)	0.013097
							0334	Сероуглерод (519)	0.0119878
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.7646136
							0408	Циклогексан (652)	0.2157242
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0683516
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1257.0617
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	6.7786406
							0602	Бензол (64)	1.708648
0616	Ксилол (322)	0.031191							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0621	Толуол (558)	2.4923718
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.000727
							0627	Этилбензол (675)	0.0009238
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0075758
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0736134
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0217312
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.1225006
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.1551932
Установка вентиляционного клапана.	0327	20	0.1	79.09	0.6211837	36	0333	Сероводород (518)	0.013097
							0334	Сероуглерод (519)	0.0119878
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.7646136
							0408	Циклогексан (652)	0.2157242
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0683516
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1257.0617
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	6.7786406
							0602	Бензол (64)	1.708648
							0616	Ксилол (322)	0.031191
							0621	Толуол (558)	2.4923718
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.000727
							0627	Этилбензол (675)	0.0009238
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0075758
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0736134
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0217312
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.1225006
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.1551932							
Дизельный двигатель модели передвижного плавающего нефтесборщика	0330	2	0.03	58.49	0.0413426	450	0301	Азота диоксид (4)	0.02266
							0304	Азота оксид (6)	0.0036823
							0328	Сажа (583)	0.001925
							0330	Сера диоксид (516)	0.003025
							0337	Углерод оксид (584)	0.0198
							0703	Бенз/а/пирен (54)	4E-08
							1325	Формальдегид (609)	0.0004125
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0099
Очистка воды	0331	4	1.5	13.52	23.8888889	33	0333	Сероводород (518)	3.23E-06

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0167476
Установка очистки отработанного каустика	0332	3.5	0.102	2.38	0.0194437	21	0301	Азота диоксид (4)	0.0003701
							0330	Сера диоксид (516)	0.000516
							0333	Сероводород (518)	0.0000274
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0357527
							0602	Бензол (64)	0.0005102
							0616	Ксилол (322)	0.000327
							0621	Толуол (558)	0.0021934
Паровой котел ВД	0340	48	3.238	7.51	61.8059812	200	0301	Азота диоксид (4)	2.0088561
							0304	Азота оксид (6)	0.3264391
							0330	Сера диоксид (516)	0.6612838
							0337	Углерод оксид (584)	0.8236274
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0790682
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000003
							Паровой котел ВД	0341	48
0304	Азота оксид (6)	0.3264391							
0330	Сера диоксид (516)	0.6612838							
0337	Углерод оксид (584)	0.8236274							
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0790682							
0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000003							
Паровой котел ВД	0342	48	3.238	7.51	61.8059812	200			
							0304	Азота оксид (6)	0.3264391
							0330	Сера диоксид (516)	0.6612838
							0337	Углерод оксид (584)	0.8236274
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0790682
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000003
							Дозирующий резервуар серной кислоты	0343	2.5
Cold vent	0344	18.3	0.152	53.46	0.9701404	55	0333	Сероводород (518)	0.0170261
							0334	Сероуглерод (519)	0.0155841
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.9939978
							0408	Циклогексан (652)	0.2804415
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0888571
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1634.1802

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	8.8122328
							0602	Бензол (64)	2.2212424
							0616	Ксилол (322)	0.0405482
							0621	Толуол (558)	3.2400833
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0009451
							0627	Этилбензол (675)	0.0012009
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0098485
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0956975
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0282507
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.1592509
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.2017512
Cold vent	0345	18.3	0.152	53.46	0.9701404	55	0333	Сероводород (518)	0.0170261
							0334	Сероуглерод (519)	0.0155841
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.9939978
							0408	Циклогексан (652)	0.2804415
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0888571
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	1634.1802
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	8.8122328
							0602	Бензол (64)	2.2212424
							0616	Ксилол (322)	0.0405482
							0621	Толуол (558)	3.2400833
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0009451
							0627	Этилбензол (675)	0.0012009
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0098485
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0956975
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0282507
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.1592509
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.2017512
Cold vent	0346	18.3	0.152	53.46	0.9701404	55	0333	Сероводород (518)	0.0170261
							0334	Сероуглерод (519)	0.0155841
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.9939978
							0408	Циклогексан (652)	0.2804415
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0888571
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	1634.1802

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	8.8122328
							0602	Бензол (64)	2.2212424
							0616	Ксилол (322)	0.0405482
							0621	Толуол (558)	3.2400833
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0009451
							0627	Этилбензол (675)	0.0012009
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0098485
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0956975
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0282507
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.1592509
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.2017512
Cold vent	0347	18.3	0.152	53.46	0.9701404	55	0333	Сероводород (518)	0.0170261
							0334	Сероуглерод (519)	0.0155841
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.9939978
							0408	Циклогексан (652)	0.2804415
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0888571
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	1634.1802
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	8.8122328
							0602	Бензол (64)	2.2212424
							0616	Ксилол (322)	0.0405482
							0621	Толуол (558)	3.2400833
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0009451
							0627	Этилбензол (675)	0.0012009
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0098485
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0956975
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0282507
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.1592509
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.2017512
Cold vent	0348	18.3	0.152	53.46	0.9701404	55	0333	Сероводород (518)	0.0170261
							0334	Сероуглерод (519)	0.0155841
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.9939978
							0408	Циклогексан (652)	0.2804415
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0888571
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	1634.1802

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	8.8122328
							0602	Бензол (64)	2.2212424
							0616	Ксилол (322)	0.0405482
							0621	Толуол (558)	3.2400833
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0009451
							0627	Этилбензол (675)	0.0012009
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0098485
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0956975
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0282507
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.1592509
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.2017512
Cold vent	0349	18.3	0.152	53.46	0.9701404	55	0333	Сероводород (518)	0.0170261
							0334	Сероуглерод (519)	0.0155841
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.9939978
							0408	Циклогексан (652)	0.2804415
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0888571
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	1634.1802
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	8.8122328
							0602	Бензол (64)	2.2212424
							0616	Ксилол (322)	0.0405482
							0621	Толуол (558)	3.2400833
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0009451
							0627	Этилбензол (675)	0.0012009
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0098485
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0956975
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0282507							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.1592509							
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.2017512
Cold vent	0350	18.3	0.038	789.61	0.8955142	55	0333	Сероводород (518)	0.0157164
							0334	Сероуглерод (519)	0.0143853
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.9175364
							0408	Циклогексан (652)	0.2588691
							0409	Циклопентан (1423*)	0.082022
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	1508.474

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	8.1343687
							0602	Бензол (64)	2.0503776
							0616	Ксилол (322)	0.0374291
							0621	Толуол (558)	2.9908461
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0008724
							0627	Этилбензол (675)	0.0011085
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0090909
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0883362
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0260776
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.1470008
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.1862319
Cold vent	0351	18.3	0.038	789.61	0.8955142	55	0333	Сероводород (518)	0.0157164
							0334	Сероуглерод (519)	0.0143853
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.9175364
							0408	Циклогексан (652)	0.2588691
							0409	Циклопентан (1423*)	0.082022
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	1508.474
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	8.1343687
							0602	Бензол (64)	2.0503776
							0616	Ксилол (322)	0.0374291
							0621	Толуол (558)	2.9908461
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0008724
							0627	Этилбензол (675)	0.0011085
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0090909
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0883362
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0260776
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.1470008
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.1862319
Cold vent	0352	18.3	0.038	789.61	0.8955142	55	0333	Сероводород (518)	0.0157164
							0334	Сероуглерод (519)	0.0143853
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.9175364
							0408	Циклогексан (652)	0.2588691
							0409	Циклопентан (1423*)	0.082022
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	1508.474

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	8.1343687
							0602	Бензол (64)	2.0503776
							0616	Ксилол (322)	0.0374291
							0621	Толуол (558)	2.9908461
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0008724
							0627	Этилбензол (675)	0.0011085
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0090909
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0883362
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0260776
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.1470008
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.1862319
Cold vent	0353	18.3	0.038	789.61	0.8955142	55	0333	Сероводород (518)	0.0157164
							0334	Сероуглерод (519)	0.0143853
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.9175364
							0408	Циклогексан (652)	0.2588691
							0409	Циклопентан (1423*)	0.082022
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	1508.474
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	8.1343687
							0602	Бензол (64)	2.0503776
							0616	Ксилол (322)	0.0374291
							0621	Толуол (558)	2.9908461
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0008724
							0627	Этилбензол (675)	0.0011085
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0090909
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0883362
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0260776							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.1470008							
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.1862319
Cold vent	0354	18.3	0.038	789.61	0.8955142	55	0333	Сероводород (518)	0.0157164
							0334	Сероуглерод (519)	0.0143853
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.9175364
							0408	Циклогексан (652)	0.2588691
							0409	Циклопентан (1423*)	0.082022
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	1508.474

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	8.1343687
							0602	Бензол (64)	2.0503776
							0616	Ксилол (322)	0.0374291
							0621	Толуол (558)	2.9908461
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0008724
							0627	Этилбензол (675)	0.0011085
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0090909
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0883362
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0260776
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.1470008
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.1862319
Cold vent	0355	18.3	0.038	789.61	0.8955142	55	0333	Сероводород (518)	0.0157164
							0334	Сероуглерод (519)	0.0143853
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.9175364
							0408	Циклогексан (652)	0.2588691
							0409	Циклопентан (1423*)	0.082022
							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	1508.474
							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	8.1343687
							0602	Бензол (64)	2.0503776
							0616	Ксилол (322)	0.0374291
							0621	Толуол (558)	2.9908461
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	0.0008724
							0627	Этилбензол (675)	0.0011085
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0090909
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0883362
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0260776							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.1470008							
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.1862319
Котел ОВКВ (двухтопливная горелка блока теплогенератора)	0363	20	0.5	14.27	2.8019	200	0301	Азота диоксид (4)	0.3588066
							0304	Азота оксид (6)	0.0583061
							0328	Сажа (583)	0.0198074
							0330	Сера диоксид (516)	0.4658689
							0337	Углерод оксид (584)	1.1827749
	0364	20	0.5	14.27	2.8019	200	0301	Азота диоксид (4)	0.3588066
							0304	Азота оксид (6)	0.0583061

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Котел ОВКВ (двухтопливная горелка блока теплогенератора)							0328	Сажа (583)	0.0198074
							0330	Сера диоксид (516)	0.4658689
							0337	Углерод оксид (584)	1.1827749
Котел ОВКВ (двухтопливная горелка блока теплогенератора)	0365	20	0.5	14.27	2.8019	200	0301	Азота диоксид (4)	0.3588066
							0304	Азота оксид (6)	0.0583061
							0328	Сажа (583)	0.0198074
							0330	Сера диоксид (516)	0.4658689
Расширительный бак теплоносителя	0366	12	0.15	0.02	0.0004306	90	0337	Углерод оксид (584)	1.1827749
							1078	Этиленгликоль (1444*)	0.0086382
Котел ОДГ	0367	19	0.55	4.98	1.183	200	0301	Азота диоксид (4)	0.2810214
							0304	Азота оксид (6)	0.045666
							0328	Сажа (583)	0.0225
							0330	Сера диоксид (516)	0.5292
							0337	Углерод оксид (584)	1.2312
Резервуар теплоносителя	0368	2	0.05	0.12	0.00024	105	1078	Этиленгликоль (1444*)	0.0037857
Дизельный генератор насоса пожарной воды	0370	12	0.3	50.58	3.5756104	400	0301	Азота диоксид (4)	1.5104
							0304	Азота оксид (6)	0.24544
							0328	Сажа (583)	0.0983333
							0330	Сера диоксид (516)	0.236
							0337	Углерод оксид (584)	1.2193333
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000024
							1325	Формальдегид (609)	0.0236
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.5703333
Дизельный генератор насоса пожарной воды	0371	12	0.3	50.58	3.5756104	400	0301	Азота диоксид (4)	1.5104
							0304	Азота оксид (6)	0.24544
							0328	Сажа (583)	0.0983333
							0330	Сера диоксид (516)	0.236
							0337	Углерод оксид (584)	1.2193333
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000024
							1325	Формальдегид (609)	0.0236
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.5703333
Расходная емкость д/т насосов пожарной воды	0372	3.5	0.1	0.39	0.0030556	33	0333	Сероводород (518)	0.0000302
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0107498
Расходная емкость д/т насосов пожарной воды	0373	3.5	0.1	0.39	0.0030556	33	0333	Сероводород (518)	0.0000302
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0107498

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Насос перекачки МЭГ из бочек	6300	2				33	1078	Этиленгликоль (1444*)	0.0005297
Насос подачи МЭГ и Циркуляционный насос хладагента	6301	2				33	1078	Этиленгликоль (1444*)	0.0037701
Пусковой нагреватель хладагента	6302	2				33	1078	Этиленгликоль (1444*)	0.0160917
Воздушный холодильник хладагента	6303	5				33	1078	Этиленгликоль (1444*)	0.0112641
FG-1 Отсечная задвижка топливного газа	6304	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000002
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000011
							0408	Циклогексан (652)	0.0000025
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000008
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0060799
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000789
							0602	Бензол (64)	0.0000199
							0616	Ксилол (322)	0.0000004
							0621	Толуол (558)	0.0000029
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1E-08
							0627	Этилбензол (675)	1E-08
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000009
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000003
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000014							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000018							
FG-2 Отсечная задвижка топливного газа. комплектная установка измерения газа	6305	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000001
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000006
							0408	Циклогексан (652)	0.0000014
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000005
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0034658
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000045
							0602	Бензол (64)	0.0000113
0616	Ксилол (322)	0.0000002							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0621	Толуол (558)	0.0000165
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	5E-09
							0627	Этилбензол (675)	1E-08
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000005
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000001
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000008
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.000001
FG-3 Точка врезки в газопровод топливного газа.	6306	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000018
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000017
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000129
							0408	Циклогексан (652)	0.0000303
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000096
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0734432
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0009535
							0602	Бензол (64)	0.0002403
							0616	Ксилол (322)	0.0000044
							0621	Толуол (558)	0.0003506
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1.1E-07
							0627	Этилбензол (675)	1.2E-07
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000103
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000031
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000172
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000218							
камера приема скребка магистрали ПГ	6307	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000018
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000017
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000129
							0408	Циклогексан (652)	0.0000303
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000096
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0734432
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0009535
							0602	Бензол (64)	0.0002403
0616	Ксилол (322)	0.0000044							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0621	Толуол (558)	0.0003506
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1.1E-07
							0627	Этилбензол (675)	1.2E-07
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000103
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000031
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000172
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000218
FG-4 Задвижка технологического производства 500 м	6308	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000002
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000011
							0408	Циклогексан (652)	0.0000025
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000008
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0060799
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000789
							0602	Бензол (64)	0.0000199
							0616	Ксилол (322)	0.0000004
							0621	Толуол (558)	0.0000029
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1E-08
							0627	Этилбензол (675)	1E-08
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000009
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000003
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000014							
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000018							
Каплеотбойный сепаратор топливного газа ВД D1-420-VN-003	6309	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000015
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000014
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000108
							0408	Циклогексан (652)	0.0000252
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000008
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0609837
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0007917
							0602	Бензол (64)	0.0001996
0616	Ксилол (322)	3.57E-06							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0621	Толуол (558)	0.0002911
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1.3E-07
							0627	Этилбензол (675)	1.2E-07
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000009
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000086
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000025
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000144
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000182
Замер топливного газа. Распределение топливного газа СД и НД.	6310	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000059
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000052
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000405
							0408	Циклогексан (652)	0.0000958
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000304
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2317019
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0030081
							0602	Бензол (64)	0.0007583
							0616	Ксилол (322)	0.0000137
							0621	Толуол (558)	0.0011061
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	2.3E-07
							0627	Этилбензол (675)	4.2E-07
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000033
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000326
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000097
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000544
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000689							
Каплеотбойный сепаратор топливного газа НД А1-420-VN-007	6311	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000034
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000004
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000111
							0408	Циклогексан (652)	0.0000549
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000175
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2773937
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0017279
							0602	Бензол (64)	0.0004354
0616	Ксилол (322)	0.0000079							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0621	Толуол (558)	0.0006352
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	2.1E-07
							0627	Этилбензол (675)	3.1E-07
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000019
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000201
							1720	Пропилмеркаптан (471)	5.6E-06
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.000032
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000396
Аварийная задвижка 18" магистрального трубопровода топливного газа. Аварийные задвижки на TR-7	6312	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000002
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000002
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000015
							0408	Циклогексан (652)	0.0000036
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000011
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.008694
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0001129
							0602	Бензол (64)	0.0000285
							0616	Ксилол (322)	0.0000005
							0621	Толуол (558)	0.0000415
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1E-08
							0627	Этилбензол (675)	2E-08
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000012
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000004
							1728	Этилмеркаптан (668)	0.000002
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000026							
Насосы разгрузки д/т	6313	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000637
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0226837
Насос РДГ	6314	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000637
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0226837
Насос д/т котельной	6315	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000644
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.022952
Радиатор ГДГ	6316	2				33	1078	Этиленгликоль (1444*)	0.067585
Охладитель д/т ГДГ	6317	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0001633

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Сборная емкость дренажа	6320	7				33	2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.05817
							0333	Сероводород (518)	0.0000002
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.000004
							0408	Циклогексан (652)	0.0000027
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000009
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0066148
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000844
							0602	Бензол (64)	0.0000213
							0616	Ксилол (322)	0.0000004
							0621	Толуол (558)	0.000031
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1E-08
							0627	Этилбензол (675)	1E-08
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000009
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000003							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000015							
Сборная емкость дренажа	6321	7				33	2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000019
							0333	Сероводород (518)	0.0000002
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.000004
							0408	Циклогексан (652)	0.0000027
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000009
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0066148
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000844
							0602	Бензол (64)	0.0000213
							0616	Ксилол (322)	0.0000004
							0621	Толуол (558)	0.000031
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1E-08
							0627	Этилбензол (675)	1E-08
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000009
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000003							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000015							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Сборная емкость дренажа	6322	7				33	2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000019
							0333	Сероводород (518)	0.0000002
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000004
							0408	Циклогексан (652)	0.0000027
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000009
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0066148
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000844
							0602	Бензол (64)	0.0000213
							0616	Ксилол (322)	0.0000004
							0621	Толуол (558)	0.0000031
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1E-08
							0627	Этилбензол (675)	1E-08
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000009
Сборная емкость дренажа	6323	7				33	2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000019
							0333	Сероводород (518)	0.0000002
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000004
							0408	Циклогексан (652)	0.0000027
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000009
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0066148
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000844
							0602	Бензол (64)	0.0000213
							0616	Ксилол (322)	0.0000004
							0621	Толуол (558)	0.0000031
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1E-08
							0627	Этилбензол (675)	1E-08
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000009
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000003							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000015							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Узел сдвоенных коалесц. фильтров	6324	2				33	2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000019
							0333	Сероводород (518)	3E-08
							0334	Сероуглерод (519)	3E-08
							0370	Углерода сероокись (1295*)	7.9E-07
							0408	Циклогексан (652)	5.3E-07
							0409	Циклопентан (1423*)	1.7E-07
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0012996
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1.658E-05
							0602	Бензол (64)	4.18E-06
							0616	Ксилол (322)	8E-08
							0621	Толуол (558)	0.0000061
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	2E-09
							0627	Этилбензол (675)	2E-09
							1702	Бутилмеркаптан (103)	2E-08
							1715	Метилмеркаптан (339)	1.8E-07
1720	Пропилмеркаптан (471)	5E-08							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000003							
Узел сдвоенных коалесц. фильтров	6325	2				33	2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	3.8E-07
							0333	Сероводород (518)	3E-08
							0334	Сероуглерод (519)	3E-08
							0370	Углерода сероокись (1295*)	7.9E-07
							0408	Циклогексан (652)	5.3E-07
							0409	Циклопентан (1423*)	1.7E-07
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0012996
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1.658E-05
							0602	Бензол (64)	4.18E-06
							0616	Ксилол (322)	8E-08
							0621	Толуол (558)	0.0000061
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	2E-09
							0627	Этилбензол (675)	2E-09
							1702	Бутилмеркаптан (103)	2E-08
							1715	Метилмеркаптан (339)	1.8E-07
1720	Пропилмеркаптан (471)	5E-08							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000003							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Узел сдвоенных коалесц. фильтров	6326	2				33	2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	3.8E-07
							0333	Сероводород (518)	3E-08
							0334	Сероуглерод (519)	3E-08
							0370	Углерода сероокись (1295*)	7.9E-07
							0408	Циклогексан (652)	5.3E-07
							0409	Циклопентан (1423*)	1.7E-07
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0012996
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1.658E-05
							0602	Бензол (64)	4.18E-06
							0616	Ксилол (322)	8E-08
							0621	Толуол (558)	0.0000061
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	2E-09
							0627	Этилбензол (675)	2E-09
							1702	Бутилмеркаптан (103)	2E-08
							1715	Метилмеркаптан (339)	1.8E-07
1720	Пропилмеркаптан (471)	5E-08							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000003							
Узел сдвоенных коалесц. фильтров	6327	2				33	2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	3.8E-07
							0333	Сероводород (518)	3E-08
							0334	Сероуглерод (519)	3E-08
							0370	Углерода сероокись (1295*)	7.9E-07
							0408	Циклогексан (652)	5.3E-07
							0409	Циклопентан (1423*)	1.7E-07
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0012996
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1.658E-05
							0602	Бензол (64)	4.18E-06
							0616	Ксилол (322)	8E-08
							0621	Толуол (558)	0.0000061
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	2E-09
							0627	Этилбензол (675)	2E-09
							1702	Бутилмеркаптан (103)	2E-08
							1715	Метилмеркаптан (339)	1.8E-07
1720	Пропилмеркаптан (471)	5E-08							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000003							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	3.8E-07
Узел сдвоенных задвижек	6328	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000001
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000036
							0408	Циклогексан (652)	0.0000024
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000008
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0059703
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000762
							0602	Бензол (64)	0.0000192
							0616	Ксилол (322)	0.0000004
							0621	Толуол (558)	0.0000028
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1E-08
							0627	Этилбензол (675)	1E-08
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000008
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000002
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000014							
						2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000017	
Узел сдвоенных задвижек	6329	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000001
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000036
							0408	Циклогексан (652)	0.0000024
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000008
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0059703
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000762
							0602	Бензол (64)	0.0000192
							0616	Ксилол (322)	0.0000004
							0621	Толуол (558)	0.0000028
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1E-08
							0627	Этилбензол (675)	1E-08
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000008
							1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000002
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000014							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Узел сдвоенных задвижек	6330	2				33	2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000017
							0333	Сероводород (518)	0.0000001
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000036
							0408	Циклогексан (652)	0.0000024
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000008
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0059703
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000762
							0602	Бензол (64)	0.0000192
							0616	Ксилол (322)	0.0000004
							0621	Толуол (558)	0.0000028
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1E-08
							0627	Этилбензол (675)	1E-08
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000008
Узел сдвоенных задвижек	6331	2				33	2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000017
							0333	Сероводород (518)	0.0000001
							0334	Сероуглерод (519)	0.0000001
							0370	Углерода сероокись (1295*)	0.0000036
							0408	Циклогексан (652)	0.0000024
							0409	Циклопентан (1423*)	0.0000008
							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0059703
							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0000762
							0602	Бензол (64)	0.0000192
							0616	Ксилол (322)	0.0000004
							0621	Толуол (558)	0.0000028
							0626	1,2,4-Триметилбензол (569)	1E-08
							0627	Этилбензол (675)	1E-08
							1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0000001
							1715	Метилмеркаптан (339)	0.0000008
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0000002							
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0000014							

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0000017
Резервуар-усреднитель	6332	2				33	0333	Сероводород (518)	0.0000005
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.002532
Циркуляционные насосы теплоносителя и Насосы системы теплоносителя	6333	2				33	1078	Этиленгликоль (1444*)	0.0018412
Расширительный бак теплоносителя	6334	2				33	1078	Этиленгликоль (1444*)	0.0048151
НТУ. Индустриальные здания									
Котёл Vitoplex 200 E&I Workshop	0400	13	0.5	8.32	1.6331	200	0301	Азота диоксид (4)	0.206927
							0304	Азота оксид (6)	0.0336256
							0330	Сера диоксид (516)	0.0409909
							0337	Углерод оксид (584)	0.6893888
Котёл Vitoplex 200 E&I Workshop	0401	13	0.5	8.32	1.6331	200	0301	Азота диоксид (4)	0.206927
							0304	Азота оксид (6)	0.0336256
							0330	Сера диоксид (516)	0.0409909
							0337	Углерод оксид (584)	0.6893888
Котёл Vitoplex 200 Fire station	0402	9	0.3	4.98	0.3522	200	0301	Азота диоксид (4)	0.0400635
							0304	Азота оксид (6)	0.0065103
							0330	Сера диоксид (516)	0.0088411
							0337	Углерод оксид (584)	0.1486917
Котёл Vitoplex 200 Fire station	0403	9	0.3	4.98	0.3522	200	0301	Азота диоксид (4)	0.0400635
							0304	Азота оксид (6)	0.0065103
							0330	Сера диоксид (516)	0.0088411
							0337	Углерод оксид (584)	0.1486917
Котёл Vitoplex 200 Warehouse 1	0404	11	0.25	4.73	0.2322	200	0301	Азота диоксид (4)	0.0260291
							0304	Азота оксид (6)	0.0042297
							0330	Сера диоксид (516)	0.0058272
							0337	Углерод оксид (584)	0.0980013
Котёл Vitoplex 200 Warehouse 1	0405	11	0.25	4.73	0.2322	200	0301	Азота диоксид (4)	0.0260291
							0304	Азота оксид (6)	0.0042297
							0330	Сера диоксид (516)	0.0058272
							0337	Углерод оксид (584)	0.0980013
Котёл Vitoplex 200 Warehouse 2	0406	11	0.25	4.73	0.2322	200	0301	Азота диоксид (4)	0.0260291
							0304	Азота оксид (6)	0.0042297
							0330	Сера диоксид (516)	0.0058272
							0337	Углерод оксид (584)	0.0980013
	0407	11	0.25	4.73	0.2322	200	0301	Азота диоксид (4)	0.0260291

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Котёл Vitoplex 200 Warehouse 2							0304	Азота оксид (6)	0.0042297
							0330	Сера диоксид (516)	0.0058272
							0337	Углерод оксид (584)	0.0980013
Дизельный генератор компрессора Kaeser M270	0408	2	0.1	121.37	0.9532008	450	0301	Азота диоксид (4)	0.5546666
							0304	Азота оксид (6)	0.0901333
							0328	Сажа (583)	0.0361111
							0330	Сера диоксид (516)	0.0866667
							0337	Углерод оксид (584)	0.4477778
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000009
							1325	Формальдегид (609)	0.0086667
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.2094444
							Механическая мастерская	0409	5.5
0123	Железа оксид (274)	0.0482889							
0143	Марганец и его соединения (327)	0.0010222							
0203	Хром шестивалентный (647)	0.0002222							
0301	Азота диоксид (4)	0.0603056							
0337	Углерод оксид (584)	0.0494167							
0344	Фториды неорганические плохо растворимые (615)	0.002							
0616	Ксилол (322)	0.1740422							
1210	Бутилацетат (110)	0.074095							
1401	Ацетон (470)	0.0379739							
2752	Уайт-спирит (1294*)	0.125							
2868	Эмульсол (1435*)	0.0000928							
2902	Взвешенные частицы (116)	0.01832							
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0.01014							
Дизельный генератор осветительной мачты Mosa GE33 VSX-EAS в механической мастерской	0410	2	0.07	34.98	0.1346038	450	0301	Азота диоксид (4)	0.0604266
							0304	Азота оксид (6)	0.0098193
							0328	Сажа (583)	0.0051333
							0330	Сера диоксид (516)	0.0080667
							0337	Углерод оксид (584)	0.0528
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000001
							1325	Формальдегид (609)	0.0011
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0264
Оборудование для пожаротушения	0411	10	0.1	44.56	0.35	400	0301	Азота диоксид (4)	0.0183111
							0304	Азота оксид (6)	0.0029756
							0328	Сажа (583)	0.0015556

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0330	Сера диоксид (516)	0.0024444
							0337	Углерод оксид (584)	0.016
							0703	Бенз/а/пирен (54)	3E-08
							1325	Формальдегид (609)	0.0003333
							2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) (60)	0.0011667
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.008
Дизельный генератор MIDIS_M400Z P30	0412	2.5	0.15	14.84	0.2622152	450	0301	Азота диоксид (4)	0.576
							0304	Азота оксид (6)	0.0936
							0328	Сажа (583)	0.0375
							0330	Сера диоксид (516)	0.09
							0337	Углерод оксид (584)	0.465
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000009
							1325	Формальдегид (609)	0.009
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.2175
Дизельный генератор осветительной мачты Super Light VT1	0413	2	0.02	134.78	0.0423429	450	0301	Азота диоксид (4)	0.0183111
							0304	Азота оксид (6)	0.0029756
							0328	Сажа (583)	0.0015556
							0330	Сера диоксид (516)	0.0024444
							0337	Углерод оксид (584)	0.016
							0703	Бенз/а/пирен (54)	3E-08
							1325	Формальдегид (609)	0.0003333
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.008
Дизельный генератор сварочного оборудования Mosa GE33 DSP415VSX	0414	2	0.08	15.12	0.076023	450	0301	Азота диоксид (4)	0.0471511
							0304	Азота оксид (6)	0.0076621
							0328	Сажа (583)	0.0040056
							0330	Сера диоксид (516)	0.0062944
							0337	Углерод оксид (584)	0.0412
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000001
							1325	Формальдегид (609)	0.0008583
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0206
Дизельный генератор сварочного оборудования Mosa GE33 DSP415VSX	0415	2	0.08	15.12	0.076023	450	0301	Азота диоксид (4)	0.0471511
							0304	Азота оксид (6)	0.0076621
							0328	Сажа (583)	0.0040056
							0330	Сера диоксид (516)	0.0062944
							0337	Углерод оксид (584)	0.0412
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000001

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Дизельный генератор МТ.1000 FTR С	0416	15	1.2	1.78	2.0090497	400	1325	Формальдегид (609)	0.0008583
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0206
							0301	Азота диоксид (4)	0.0471511
							0304	Азота оксид (6)	0.0076621
							0328	Сажа (583)	0.0040056
							0330	Сера диоксид (516)	0.0062944
							0337	Углерод оксид (584)	0.0412
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000001
Дизельный генератор МТ.1000 FTR В	0417	15	1.2	1.78	2.0090497	400	1325	Формальдегид (609)	0.0008583
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0206
							0301	Азота диоксид (4)	2.112
							0304	Азота оксид (6)	0.3432
							0328	Сажа (583)	0.1466667
							0330	Сера диоксид (516)	0.2933333
							0337	Углерод оксид (584)	1.76
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000032
Теплоушка Munters Sial	0418	2	0.02	52.58	0.0165178	200	0301	Азота диоксид (4)	0.0013451
							0304	Азота оксид (6)	0.0002186
							0328	Сажа (583)	0.0001571
							0330	Сера диоксид (516)	0.0036944
							0337	Углерод оксид (584)	0.0085951
Компрессор XAS 77	0419	2	0.02	455.23	0.1430165	450	0301	Азота диоксид (4)	0.0721
							0304	Азота оксид (6)	0.0117163
							0328	Сажа (583)	0.006125
							0330	Сера диоксид (516)	0.009625
							0337	Углерод оксид (584)	0.063
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000001
							1325	Формальдегид (609)	0.0013125
							2754	Углеводороды предельные С12-С19 (10)	0.0315
Дизельный генератор моечной машины Karcher HDS 6/14-4CX	0420	2	0.091	13	0.0845644	450	0301	Азота диоксид (4)	0.0984222
							0304	Азота оксид (6)	0.0159936
							0328	Сажа (583)	0.0083611
							0330	Сера диоксид (516)	0.0131389
							0337	Углерод оксид (584)	0.086

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м³/с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000002
							1325	Формальдегид (609)	0.0017917
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.043
Дизельный генератор мочной машины Karcher HDS 6/14-4CX	0421	2	0.091	13	0.0845644	450	0301	Азота диоксид (4)	0.0984222
							0304	Азота оксид (6)	0.0159936
							0328	Сажа (583)	0.0083611
							0330	Сера диоксид (516)	0.0131389
							0337	Углерод оксид (584)	0.086
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000002
							1325	Формальдегид (609)	0.0017917
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.043
Дизельный генератор мочной машины Karcher HDS 895M ECO	0422	2	0.091	25.68	0.1670408	450	0301	Азота диоксид (4)	0.1834666
							0304	Азота оксид (6)	0.0298133
							0328	Сажа (583)	0.0119444
							0330	Сера диоксид (516)	0.0286667
							0337	Углерод оксид (584)	0.1481111
							0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000003
							1325	Формальдегид (609)	0.0028667
							2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0692778
Генератор гидравлической силовой установки	0423	2	0.02	56.45	0.0177335	450	0301	Азота диоксид (4)	0.0000389
							0304	Азота оксид (6)	0.0000063
							0330	Сера диоксид (516)	0.0000156
							0337	Углерод оксид (584)	0.0032292
							2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) (60)	0.0005208
Лаборатория	0424	8.5	0.206	15.76	0.5253	33	0155	Сода кальцинированная (408)	0.0000056
							0302	Азотная кислота (5)	0.0005
							0316	Соляная кислота (163)	0.000132
							0616	Ксилол (322)	0.0000597
							0621	Толуол (558)	0.0000811
							1401	Ацетон (470)	0.000637
							0101	Алюминий оксид (20)	0.0022222
Механическая мастерская	6400	2				33	0123	Железа оксид (274)	0.0482889
							0143	Марганец и его соединения (327)	0.0010222
							0203	Хром шестивалентный (647)	0.0002222
							0301	Азота диоксид (4)	0.0603056
							0337	Углерод оксид (584)	0.0494167

Источник загрязняющих веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества, г/с
				Скорость, м/с	Объем смеси, м ³ /с	Температура смеси, °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							0344	Фториды неорганические плохо растворимые (615)	0.002
							0616	Ксилол (322)	0.625
							0621	Толуол (558)	0.2284375
							1042	Бутиловый спирт (102)	0.02125
							1210	Бутилацетат (110)	0.1753125
							1240	Этилацетат (674)	0.085
							1401	Ацетон (470)	0.02125
							2752	Уайт-спирит (1294*)	0.25

Таблица П4.1-3 Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы по сценариям варианта 1

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. В ЖЗ	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
Сценарий 2.1						
Загрязняющие вещества:						
0301	Азота диоксид (4)	0.0449521/0.0089904	713369/ 193342	0406	5.6	НТУ-2
				0403	5.3	НТУ-2
				0404	5.3	НТУ-2
				0405	5.3	НТУ-2
				0203	5.1	НТУ-1
				0204	5.1	НТУ-1
				0205	5.1	НТУ-1
				0506	3.4	НТУ-2
				0507	3.4	НТУ-2
				0508	3.4	НТУ-2
				0509	3.4	НТУ-2
				0306	3.2	НТУ-1
				0307	3.2	НТУ-1
				0308	3.2	НТУ-1
				0309	3.2	НТУ-1
				0408	2	НТУ-2
				0409	2	НТУ-2
				0410	2	НТУ-2
				0208	1.9	НТУ-1
				0209	1.9	НТУ-1
0304	Азота оксид (6)	0.0036523/0.0014609	713369/ 193342	0406	5.6	НТУ-2
				0403	5.3	НТУ-2
				0404	5.3	НТУ-2
				0405	5.3	НТУ-2
				0203	5.1	НТУ-1
				0204	5.1	НТУ-1
				0205	5.1	НТУ-1
				0506	3.4	НТУ-2
				0507	3.4	НТУ-2
				0508	3.4	НТУ-2
				0509	3.4	НТУ-2
				0306	3.2	НТУ-1
				0307	3.2	НТУ-1
				0308	3.2	НТУ-1
				0309	3.2	НТУ-1
				0408	2	НТУ-2

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. В ЖЗ	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				0409	2	НТУ-2
				0410	2	НТУ-2
				0208	1.9	НТУ-1
				0209	1.9	НТУ-1
0316	Соляная кислота (163)	0.01237/0.002474	*/*	0008	33.3	Остров DC-01 м.Кайран
				0028	33.3	Остров DC-02 м.Кайран
				0108	33.3	Остров DC-01 м.Актоты
0328	Сажа (583)	0.0030573/0.0004586	713369/ 193342	0406	7.7	НТУ-2
				0506	6	НТУ-2
				0507	6	НТУ-2
				0508	6	НТУ-2
				0509	6	НТУ-2
				0306	5.7	НТУ-1
				0307	5.7	НТУ-1
				0308	5.7	НТУ-1
				0309	5.7	НТУ-1
				0403	2.9	НТУ-2
				0404	2.9	НТУ-2
				0405	2.9	НТУ-2
				0503	2.9	НТУ-2
				0203	2.9	НТУ-1
				0204	2.9	НТУ-1
				0205	2.9	НТУ-1
				0303	2.8	НТУ-1
				0422	2.3	НТУ-2
				0423	2.3	НТУ-2
				0230	2.2	НТУ-1
0330	Сера диоксид (516)	0.004861/0.0024305	713369/ 193342	0220	9.1	НТУ-1
				0221	9.1	НТУ-1
				0401	6.1	НТУ-2
				0201	5.3	НТУ-1
				0414	3.4	НТУ-2
				0408	2.9	НТУ-2
				0409	2.9	НТУ-2
				0410	2.9	НТУ-2
				0406	2.9	НТУ-2
				0208	2.8	НТУ-1
				0209	2.8	НТУ-1
				0210	2.8	НТУ-1
				0211	2.8	НТУ-1

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. В ЖЗ	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				0506	2	НТУ-2
				0507	2	НТУ-2
				0508	2	НТУ-2
				0509	2	НТУ-2
				0306	1.9	НТУ-1
				0307	1.9	НТУ-1
				0308	1.9	НТУ-1
0333	Сероводород (518)	0.0451736/0.0003614	713369/ 193342	6300	14.6	НТУ-1
				6216	4.6	НТУ-1
				6217	4.6	НТУ-1
				6210	3.9	НТУ-1
				6211	3.9	НТУ-1
				6212	3.9	НТУ-1
				6410	3.9	НТУ-2
				6411	3.9	НТУ-2
				6213	3.9	НТУ-1
				6214	3.9	НТУ-1
				6215	3.9	НТУ-1
				6220	3.1	НТУ-1
				6221	3.1	НТУ-1
				6218	3.1	НТУ-1
				6219	3.1	НТУ-1
				6414	2.6	НТУ-2
				6415	2.6	НТУ-2
				6412	2.6	НТУ-2
				6413	2.6	НТУ-2
				6408	2.6	НТУ-2
0337	Углерод оксид (584)	0.0020025/0.0100124	713369/ 193342	0403	6.7	НТУ-2
				0404	6.7	НТУ-2
				0405	6.7	НТУ-2
				0203	6.5	НТУ-1
				0204	6.5	НТУ-1
				0205	6.5	НТУ-1
				0220	5.1	НТУ-1
				0221	5.1	НТУ-1
				0406	4.2	НТУ-2
				0506	3.2	НТУ-2
				0507	3.2	НТУ-2
				0508	3.2	НТУ-2
				0509	3.2	НТУ-2

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. В ЖЗ	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				0306	3	НТУ-1
				0307	3	НТУ-1
				0308	3	НТУ-1
				0309	3	НТУ-1
				0414	1.9	НТУ-2
				0422	1.3	НТУ-2
0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0160601/2.E-7	713369/ 193342	0423	1.3	НТУ-2
				0512	49	НТУ-2
1051	Изопропиловый спирт (469)	0.002496/0.0014976	*/*	0312	46.6	НТУ-1
				6003	33.3	Остров DC-01 м.Кайран
1052	Метанол (338)	0.0014416/0.0014416	713369/ 193342	6023	33.3	Остров DC-02 м.Кайран
				6103	33.3	Остров DC-01 м.Актоты
1325	Формальдегид (609)	0.0017967/0.0000898	713369/ 193342	6300	97.5	НТУ-1
				0406	9.8	НТУ-2
				0506	8.2	НТУ-2
				0507	8.2	НТУ-2
				0508	8.2	НТУ-2
				0509	8.2	НТУ-2
				0306	7.8	НТУ-1
				0307	7.8	НТУ-1
				0308	7.8	НТУ-1
				0309	7.8	НТУ-1
				0505	3.6	НТУ-2
				0305	3.4	НТУ-1
				0422	2.8	НТУ-2
				0423	2.8	НТУ-2
				0230	2.6	НТУ-1
				0231	2.6	НТУ-1
				0500	1.9	НТУ-2
0501	1.9	НТУ-2				
1716	Смесь природных меркаптанов (526)	0.002845/1.E-7	713369/ 193342	6457	28.4	НТУ-2
				6458	28.4	НТУ-2
				6270	18.6	НТУ-1
				6271	18.6	НТУ-1
				6459	3.8	НТУ-2
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0017406/3.E-7	713369/ 193342	6405	7.6	НТУ-2
				6209	7.2	НТУ-1
				6206	6.3	НТУ-1
				6207	6.3	НТУ-1

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. В ЖЗ	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				6210	5	НТУ-1
				6211	5	НТУ-1
				6212	5	НТУ-1
				6213	4.2	НТУ-1
				6214	4.2	НТУ-1
				6215	4.2	НТУ-1
				6403	3.6	НТУ-2
				6204	3.5	НТУ-1
				6205	3.5	НТУ-1
				6203	3.5	НТУ-1
				6216	3.5	НТУ-1
				6217	3.5	НТУ-1
				6406	2.8	НТУ-2
				6407	2.8	НТУ-2
				6402	2.1	НТУ-2
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0090468/5.0000E-7	713369/ 193342	6408	2.1	НТУ-2
				6210	5.5	НТУ-1
				6211	5.5	НТУ-1
				6212	5.5	НТУ-1
				6206	4.6	НТУ-1
				6207	4.6	НТУ-1
				6213	4.5	НТУ-1
				6214	4.5	НТУ-1
				6215	4.5	НТУ-1
				6406	4.4	НТУ-2
				6407	4.4	НТУ-2
				6403	3.7	НТУ-2
				6216	3.3	НТУ-1
				6217	3.3	НТУ-1
				6408	3.1	НТУ-2
6409	3.1	НТУ-2				
6410	2.3	НТУ-2				
6411	2.3	НТУ-2				
6443	1.8	НТУ-2				
6203	1.8	НТУ-1				
6256	1.7	НТУ-1				
1860	Триалкиламины (1223*)	0.021394/0.0014976	*/*	6003	33.3	Остров DC-01 м.Кайран
				6023	33.3	Остров DC-02 м.Кайран
				6103	33.3	Остров DC-01 м.Актоты
2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.0027439/0.0001372		6412	15.6	НТУ-2

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. В ЖЗ	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
			713369/ 193342	6413	15.6	НТУ-2
				6218	14.8	НТУ-1
				6219	14.8	НТУ-1
				6406	3.9	НТУ-2
				6407	3.9	НТУ-2
				6408	3.9	НТУ-2
				6409	3.9	НТУ-2
				6210	3.7	НТУ-1
				6211	3.7	НТУ-1
				6212	3.7	НТУ-1
				6213	3.7	НТУ-1
				6214	3.7	НТУ-1
				6215	3.7	НТУ-1
				2754	Углеводороды предельные C12-C19 (10)	0.0024489/0.0024489
0506	6.8	НТУ-2				
0507	6.8	НТУ-2				
0508	6.8	НТУ-2				
0509	6.8	НТУ-2				
0306	6.4	НТУ-1				
0307	6.4	НТУ-1				
0308	6.4	НТУ-1				
0309	6.4	НТУ-1				
6300	6.2	НТУ-1				
0505	3.2	НТУ-2				
0305	3	НТУ-1				
0422	2.5	НТУ-2				
0423	2.5	НТУ-2				
0230	2.3	НТУ-1				
0231	2.3	НТУ-1				
0500	1.7	НТУ-2				
0501	1.7	НТУ-2				
0300	1.6	НТУ-1				
0301	1.6	НТУ-1				
Группы суммации:						
30 0330 0333	Сера диоксид (516) Сероводород (518)	0.0500087	713369/ 193342	6300	13.2	НТУ-1
				6216	4.1	НТУ-1
				6217	4.1	НТУ-1
				6210	3.6	НТУ-1
				6211	3.6	НТУ-1
				6212	3.6	НТУ-1

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. В ЖЗ	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				6410	3.5	НТУ-2
				6411	3.5	НТУ-2
				6213	3.5	НТУ-1
				6214	3.5	НТУ-1
				6215	3.5	НТУ-1
				6220	2.8	НТУ-1
				6221	2.8	НТУ-1
				6218	2.8	НТУ-1
				6219	2.8	НТУ-1
				6414	2.4	НТУ-2
				6415	2.4	НТУ-2
				6412	2.4	НТУ-2
				6413	2.4	НТУ-2
31 0301 0330	Азота диоксид (4) Сера диоксид (516)	0.0498131	713369/ 193342	6408	2.3	НТУ-2
				0406	5.4	НТУ-2
				0403	4.9	НТУ-2
				0404	4.9	НТУ-2
				0405	4.9	НТУ-2
				0203	4.8	НТУ-1
				0204	4.8	НТУ-1
				0205	4.8	НТУ-1
				0506	3.2	НТУ-2
				0507	3.2	НТУ-2
				0508	3.2	НТУ-2
				0509	3.2	НТУ-2
				0306	3.1	НТУ-1
				0307	3.1	НТУ-1
				0308	3.1	НТУ-1
				0309	3.1	НТУ-1
				0220	2.3	НТУ-1
				0221	2.3	НТУ-1
				0408	2.1	НТУ-2
				0409	2.1	НТУ-2
0410	2.1	НТУ-2				
39 0333 1325	Сероводород (518) Формальдегид (609)	0.046934	713369/ 193342	6300	14.1	НТУ-1
				6216	4.4	НТУ-1
				6217	4.4	НТУ-1
				6210	3.8	НТУ-1
				6211	3.8	НТУ-1
				6212	3.8	НТУ-1

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. В ЖЗ	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				6410	3.8	НТУ-2
				6411	3.8	НТУ-2
				6213	3.7	НТУ-1
				6214	3.7	НТУ-1
				6215	3.7	НТУ-1
				6220	3	НТУ-1
				6221	3	НТУ-1
				6218	3	НТУ-1
				6219	3	НТУ-1
				6414	2.6	НТУ-2
				6415	2.6	НТУ-2
				6412	2.5	НТУ-2
				6413	2.5	НТУ-2
				6408	2.5	НТУ-2
Сценарий 2.2						
Загрязняющие вещества:						
0301	Азота диоксид (4)	0.0450187/0.0090037	713369/ 193342	0406	5.6	НТУ-2
				0403	5.2	НТУ-2
				0404	5.2	НТУ-2
				0405	5.2	НТУ-2
				0203	5.1	НТУ-1
				0204	5.1	НТУ-1
				0205	5.1	НТУ-1
				0506	3.4	НТУ-2
				0507	3.4	НТУ-2
				0508	3.4	НТУ-2
				0509	3.4	НТУ-2
				0306	3.2	НТУ-1
				0307	3.2	НТУ-1
				0308	3.2	НТУ-1
				0309	3.2	НТУ-1
				0408	2	НТУ-2
				0409	2	НТУ-2
				0410	2	НТУ-2
				0208	1.9	НТУ-1
				0209	1.9	НТУ-1
0304	Азота оксид (6)	0.0036577/0.0014631	713369/ 193342	0406	5.6	НТУ-2
				0403	5.2	НТУ-2
				0404	5.2	НТУ-2
				0405	5.2	НТУ-2

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. В ЖЗ	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				0203	5.1	НТУ-1
				0204	5.1	НТУ-1
				0205	5.1	НТУ-1
				0506	3.4	НТУ-2
				0507	3.4	НТУ-2
				0508	3.4	НТУ-2
				0509	3.4	НТУ-2
				0306	3.2	НТУ-1
				0307	3.2	НТУ-1
				0308	3.2	НТУ-1
				0309	3.2	НТУ-1
				0408	2	НТУ-2
				0409	2	НТУ-2
				0410	2	НТУ-2
				0328	Сажа (583)	0.0031131/0.000467
0209	1.9	НТУ-1				
0406	7.5	НТУ-2				
0506	5.9	НТУ-2				
0507	5.9	НТУ-2				
0508	5.9	НТУ-2				
0509	5.9	НТУ-2				
0306	5.6	НТУ-1				
0307	5.6	НТУ-1				
0308	5.6	НТУ-1				
0309	5.6	НТУ-1				
0403	2.9	НТУ-2				
0404	2.9	НТУ-2				
0405	2.9	НТУ-2				
0503	2.9	НТУ-2				
0330	Сера диоксид (516)	0.037638/0.018819	714137/ 193020	0101	95.8	Остров DC-01 м.Актоты
				0333	Сероводород (518)	0.0454611/0.0003637
				6216	4.5	НТУ-1

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. В ЖЗ	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				6217	4.5	НТУ-1
				6210	3.9	НТУ-1
				6211	3.9	НТУ-1
				6212	3.9	НТУ-1
				6410	3.9	НТУ-2
				6411	3.9	НТУ-2
				6213	3.8	НТУ-1
				6214	3.8	НТУ-1
				6215	3.8	НТУ-1
				6220	3.1	НТУ-1
				6221	3.1	НТУ-1
				6218	3.1	НТУ-1
				6219	3.1	НТУ-1
				6414	2.6	НТУ-2
				6415	2.6	НТУ-2
				0337	Углерод оксид (584)	0.0020247/0.0101234
6413	2.6	НТУ-2				
6408	2.6	НТУ-2				
0403	6.6	НТУ-2				
0404	6.6	НТУ-2				
0405	6.6	НТУ-2				
0203	6.5	НТУ-1				
0204	6.5	НТУ-1				
0205	6.5	НТУ-1				
0220	5.1	НТУ-1				
0221	5.1	НТУ-1				
0406	4.2	НТУ-2				
0506	3.1	НТУ-2				
0507	3.1	НТУ-2				
0508	3.1	НТУ-2				
0509	3.1	НТУ-2				
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0017406/3.E-7	713369/ 193342	0306	3	НТУ-1
				0307	3	НТУ-1
				0308	3	НТУ-1
				0309	3	НТУ-1
				0414	1.9	НТУ-2
				0422	1.3	НТУ-2
				0423	1.3	НТУ-2
				6405	7.6	НТУ-2
				6209	7.2	НТУ-1

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. В ЖЗ	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				6206	6.3	НТУ-1
				6207	6.3	НТУ-1
				6210	5	НТУ-1
				6211	5	НТУ-1
				6212	5	НТУ-1
				6213	4.2	НТУ-1
				6214	4.2	НТУ-1
				6215	4.2	НТУ-1
				6403	3.6	НТУ-2
				6204	3.5	НТУ-1
				6205	3.5	НТУ-1
				6203	3.5	НТУ-1
				6216	3.5	НТУ-1
				6217	3.5	НТУ-1
				6406	2.8	НТУ-2
				6407	2.8	НТУ-2
6402	2.1	НТУ-2				
6408	2.1	НТУ-2				
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0090909/5.0000E-7	713369/ 193342	6210	5.5	НТУ-1
				6211	5.5	НТУ-1
				6212	5.5	НТУ-1
				6206	4.5	НТУ-1
				6207	4.5	НТУ-1
				6213	4.5	НТУ-1
				6214	4.5	НТУ-1
				6215	4.5	НТУ-1
				6406	4.4	НТУ-2
				6407	4.4	НТУ-2
				6403	3.7	НТУ-2
				6216	3.3	НТУ-1
				6217	3.3	НТУ-1
				6408	3.1	НТУ-2
				6409	3.1	НТУ-2
				6410	2.3	НТУ-2
6411	2.3	НТУ-2				
6443	1.8	НТУ-2				
6203	1.8	НТУ-1				
6256	1.7	НТУ-1				
Группы суммации:						
		0.0597923		0101	25.7	Остров DC-01 м.Актоты

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. В ЖЗ	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
30 0330 0333	Сера диоксид (516) Сероводород (518)		715127/ 193032	6300	8.9	НТУ-1
				6410	3.1	НТУ-2
				6411	3.1	НТУ-2
				6216	2.8	НТУ-1
				6217	2.8	НТУ-1
				6210	2.4	НТУ-1
				6211	2.4	НТУ-1
				6212	2.4	НТУ-1
				6213	2.4	НТУ-1
				6214	2.4	НТУ-1
				6215	2.4	НТУ-1
				6414	2.1	НТУ-2
				6415	2.1	НТУ-2
				6412	2.1	НТУ-2
				6413	2.1	НТУ-2
				6408	2	НТУ-2
				6409	2	НТУ-2
6220	1.9	НТУ-1				
6221	1.9	НТУ-1				
31 0301 0330	Азота диоксид (4) Сера диоксид (516)	0.0609241	715127/ 193032	0101	24.2	Остров DC-01 м.Актоты
				0406	4.4	НТУ-2
				0403	4.1	НТУ-2
				0404	4.1	НТУ-2
				0405	4.1	НТУ-2
				0203	3.3	НТУ-1
				0204	3.3	НТУ-1
				0205	3.3	НТУ-1
				0506	2.6	НТУ-2
				0507	2.6	НТУ-2
				0508	2.6	НТУ-2
				0509	2.6	НТУ-2
				0306	2.1	НТУ-1
				0307	2.1	НТУ-1
				0308	2.1	НТУ-1
				0309	2.1	НТУ-1
				0408	1.7	НТУ-2
0409	1.7	НТУ-2				
0410	1.7	НТУ-2				
0220	1.6	НТУ-1				
Сценарий 2.3						

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. В ЖЗ	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
Загрязняющие вещества:						
0301	Азота диоксид (4)	0.0491954/0.0098391	713369/ 193342	0201	8.6	НТУ-1
				0406	5.1	НТУ-2
				0403	4.8	НТУ-2
				0404	4.8	НТУ-2
				0405	4.8	НТУ-2
				0203	4.7	НТУ-1
				0204	4.7	НТУ-1
				0205	4.7	НТУ-1
				0506	3.1	НТУ-2
				0507	3.1	НТУ-2
				0508	3.1	НТУ-2
				0509	3.1	НТУ-2
				0306	2.9	НТУ-1
				0307	2.9	НТУ-1
				0308	2.9	НТУ-1
				0309	2.9	НТУ-1
				0408	1.8	НТУ-2
				0409	1.8	НТУ-2
				0410	1.8	НТУ-2
				0304	Азота оксид (6)	0.0039971/0.0015988
0406	5.1	НТУ-2				
0403	4.8	НТУ-2				
0404	4.8	НТУ-2				
0405	4.8	НТУ-2				
0203	4.7	НТУ-1				
0204	4.7	НТУ-1				
0205	4.7	НТУ-1				
0506	3.1	НТУ-2				
0507	3.1	НТУ-2				
0508	3.1	НТУ-2				
0509	3.1	НТУ-2				
0306	2.9	НТУ-1				
0307	2.9	НТУ-1				
0308	2.9	НТУ-1				
0309	2.9	НТУ-1				
0408	1.8	НТУ-2				
0409	1.8	НТУ-2				
0410	1.8	НТУ-2				

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. В ЖЗ	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
0328	Сажа (583)	0.0030514/0.0004577	713369/ 193342	0208	1.8	НТУ-1
				0406	7.7	НТУ-2
				0506	6	НТУ-2
				0507	6	НТУ-2
				0508	6	НТУ-2
				0509	6	НТУ-2
				0306	5.7	НТУ-1
				0307	5.7	НТУ-1
				0308	5.7	НТУ-1
				0309	5.7	НТУ-1
				0403	2.9	НТУ-2
				0404	2.9	НТУ-2
				0405	2.9	НТУ-2
				0503	2.9	НТУ-2
				0203	2.9	НТУ-1
				0204	2.9	НТУ-1
				0205	2.9	НТУ-1
				0303	2.8	НТУ-1
				0422	2.3	НТУ-2
0423	2.3	НТУ-2				
0230	2.2	НТУ-1				
0330	Сера диоксид (516)	0.4457374/0.2228687	713369/ 193342	0201	99	НТУ-1
0333	Сероводород (518)	0.0684704/0.0005478	713369/ 193342	0201	34	НТУ-1
				6300	9.6	НТУ-1
				6216	3	НТУ-1
				6217	3	НТУ-1
				6210	2.6	НТУ-1
				6211	2.6	НТУ-1
				6212	2.6	НТУ-1
				6410	2.6	НТУ-2
				6411	2.6	НТУ-2
				6213	2.6	НТУ-1
				6214	2.6	НТУ-1
				6215	2.6	НТУ-1
				6220	2.1	НТУ-1
				6221	2.1	НТУ-1
				6218	2	НТУ-1
6219	2	НТУ-1				
6414	1.7	НТУ-2				

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. В ЖЗ	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
0337	Углерод оксид (584)	0.0034445/0.0172226	713369/ 193342	6415	1.7	НТУ-2
				6412	1.7	НТУ-2
				6413	1.7	НТУ-2
				0201	42.7	НТУ-1
				0203	3.9	НТУ-1
				0204	3.9	НТУ-1
				0205	3.9	НТУ-1
				0403	3.7	НТУ-2
				0404	3.7	НТУ-2
				0405	3.7	НТУ-2
				0220	3.1	НТУ-1
				0221	3.1	НТУ-1
				0406	2.3	НТУ-2
				0306	1.8	НТУ-1
				0307	1.8	НТУ-1
				0308	1.8	НТУ-1
				0309	1.8	НТУ-1
0506	1.7	НТУ-2				
0507	1.7	НТУ-2				
0508	1.7	НТУ-2				
0509	1.7	НТУ-2				
0414	1	НТУ-2				
0230	0.7	НТУ-1				
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0024835/4.E-7	713369/ 193342	0201	29.9	НТУ-1
				6405	5.4	НТУ-2
				6209	5	НТУ-1
				6206	4.4	НТУ-1
				6207	4.4	НТУ-1
				6210	3.5	НТУ-1
				6211	3.5	НТУ-1
				6212	3.5	НТУ-1
				6213	2.9	НТУ-1
				6214	2.9	НТУ-1
				6215	2.9	НТУ-1
				6403	2.5	НТУ-2
				6204	2.5	НТУ-1
				6205	2.5	НТУ-1
				6203	2.4	НТУ-1
				6216	2.4	НТУ-1
				6217	2.4	НТУ-1

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. В ЖЗ	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0121139/6.0000E-7	713369/ 193342	6406	2	НТУ-2
				6407	2	НТУ-2
				6402	1.5	НТУ-2
				0201	25.4	НТУ-1
				6210	4.3	НТУ-1
				6211	4.3	НТУ-1
				6212	4.3	НТУ-1
				6206	3.5	НТУ-1
				6207	3.5	НТУ-1
				6213	3.5	НТУ-1
				6214	3.5	НТУ-1
				6215	3.5	НТУ-1
				6406	3.1	НТУ-2
				6407	3.1	НТУ-2
				6403	2.6	НТУ-2
				6216	2.5	НТУ-1
				6217	2.5	НТУ-1
6408	2.2	НТУ-2				
6409	2.2	НТУ-2				
6410	1.6	НТУ-2				
6411	1.6	НТУ-2				
6203	1.4	НТУ-1				
6256	1.3	НТУ-1				
Группы суммации:						
30 0330 0333	Сера диоксид (516) Сероводород (518)	0.5132296	713369/ 193342	0201	90.6	НТУ-1
				6300	1.3	НТУ-1
				6216	0.4	НТУ-1
				6217	0.4	НТУ-1
				6210	0.3	НТУ-1
				6211	0.3	НТУ-1
				6212	0.3	НТУ-1
				6213	0.3	НТУ-1
				6214	0.3	НТУ-1
				6215	0.3	НТУ-1
6410	0.3	НТУ-2				
31 0301 0330	Азота диоксид (4) Сера диоксид (516)	0.4926915	713369/ 193342	0201	90.5	НТУ-1
				0203	0.5	НТУ-1
				0204	0.5	НТУ-1
				0205	0.5	НТУ-1
				0406	0.5	НТУ-2

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. В ЖЗ	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				0403	0.4	НТУ-2
				0404	0.4	НТУ-2
				0405	0.4	НТУ-2
				0306	0.3	НТУ-1
				0307	0.3	НТУ-1
				0308	0.3	НТУ-1
				0309	0.3	НТУ-1
Сценарий 2.4						
Загрязняющие вещества:						
0301	Азота диоксид (4)	0.0464584/0.0092917	713369/ 193342	0406	5.4	НТУ-2
				0403	5.1	НТУ-2
				0404	5.1	НТУ-2
				0405	5.1	НТУ-2
				0203	5	НТУ-1
				0204	5	НТУ-1
				0205	5	НТУ-1
				0202	3.3	НТУ-1
				0506	3.3	НТУ-2
				0507	3.3	НТУ-2
				0508	3.3	НТУ-2
				0509	3.3	НТУ-2
				0306	3.1	НТУ-1
				0307	3.1	НТУ-1
				0308	3.1	НТУ-1
				0309	3.1	НТУ-1
				0408	1.9	НТУ-2
				0409	1.9	НТУ-2
				0410	1.9	НТУ-2
				0208	1.9	НТУ-1
0304	Азота оксид (6)	0.0037747/0.0015099	713369/ 193342	0406	5.4	НТУ-2
				0403	5.1	НТУ-2
				0404	5.1	НТУ-2
				0405	5.1	НТУ-2
				0203	5	НТУ-1
				0204	5	НТУ-1
				0205	5	НТУ-1
				0202	3.3	НТУ-1
				0506	3.3	НТУ-2
				0507	3.3	НТУ-2
				0508	3.3	НТУ-2

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. В ЖЗ	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				0509	3.3	НТУ-2
				0306	3.1	НТУ-1
				0307	3.1	НТУ-1
				0308	3.1	НТУ-1
				0309	3.1	НТУ-1
				0408	1.9	НТУ-2
				0409	1.9	НТУ-2
				0410	1.9	НТУ-2
0328	Сажа (583)	0.0049484/0.0007423	713369/ 193342	0208	1.9	НТУ-1
				0202	53.8	НТУ-1
				0306	2.9	НТУ-1
				0307	2.9	НТУ-1
				0308	2.9	НТУ-1
				0309	2.9	НТУ-1
				0506	2.7	НТУ-2
				0507	2.7	НТУ-2
				0508	2.7	НТУ-2
				0509	2.7	НТУ-2
				0406	2.6	НТУ-2
				0203	1.3	НТУ-1
				0204	1.3	НТУ-1
				0205	1.3	НТУ-1
				0403	1.2	НТУ-2
				0404	1.2	НТУ-2
				0405	1.2	НТУ-2
				0303	1.2	НТУ-1
0230	1.2	НТУ-1				
0231	1.2	НТУ-1				
0503	1.2	НТУ-2				
0330	Сера диоксид (516)	0.3272561/0.163628	713369/ 193342	0202	98.7	НТУ-1
0333	Сероводород (518)	0.0604414/0.0004835	713369/ 193342	0202	25.3	НТУ-1
				6300	10.9	НТУ-1
				6216	3.4	НТУ-1
				6217	3.4	НТУ-1
				6210	3	НТУ-1
				6211	3	НТУ-1
				6212	3	НТУ-1
				6410	2.9	НТУ-2
6411	2.9	НТУ-2				

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. В ЖЗ	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				6213	2.9	НТУ-1
				6214	2.9	НТУ-1
				6215	2.9	НТУ-1
				6220	2.3	НТУ-1
				6221	2.3	НТУ-1
				6218	2.3	НТУ-1
				6219	2.3	НТУ-1
				6414	2	НТУ-2
				6415	2	НТУ-2
				6412	2	НТУ-2
0337	Углерод оксид (584)	0.0025046/0.0125229	713369/ 193342	0202	20.5	НТУ-1
				0403	5.4	НТУ-2
				0404	5.4	НТУ-2
				0405	5.4	НТУ-2
				0203	5.2	НТУ-1
				0204	5.2	НТУ-1
				0205	5.2	НТУ-1
				0220	4.1	НТУ-1
				0221	4.1	НТУ-1
				0406	3.4	НТУ-2
				0506	2.5	НТУ-2
				0507	2.5	НТУ-2
				0508	2.5	НТУ-2
				0509	2.5	НТУ-2
				0306	2.4	НТУ-1
				0307	2.4	НТУ-1
				0308	2.4	НТУ-1
				0309	2.4	НТУ-1
				0414	1.5	НТУ-2
0422	1	НТУ-2				
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.003136/5.0000E-7	713369/ 193342	0202	44.5	НТУ-1
				6405	4.2	НТУ-2
				6209	4	НТУ-1
				6206	3.5	НТУ-1
				6207	3.5	НТУ-1
				6210	2.8	НТУ-1
				6211	2.8	НТУ-1
				6212	2.8	НТУ-1
6213	2.3	НТУ-1				

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. В ЖЗ	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				6214	2.3	НТУ-1
				6215	2.3	НТУ-1
				6403	2	НТУ-2
				6204	1.9	НТУ-1
				6205	1.9	НТУ-1
				6203	1.9	НТУ-1
				6216	1.9	НТУ-1
				6217	1.9	НТУ-1
				6406	1.6	НТУ-2
				6407	1.6	НТУ-2
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0134407/7.0000E-7	713369/ 193342	6402	1.2	НТУ-2
				0202	32.9	НТУ-1
				6210	3.9	НТУ-1
				6211	3.9	НТУ-1
				6212	3.9	НТУ-1
				6206	3.2	НТУ-1
				6207	3.2	НТУ-1
				6213	3.1	НТУ-1
				6214	3.1	НТУ-1
				6215	3.1	НТУ-1
				6406	2.8	НТУ-2
				6407	2.8	НТУ-2
				6403	2.3	НТУ-2
				6216	2.3	НТУ-1
				6217	2.3	НТУ-1
				6408	2	НТУ-2
				6409	2	НТУ-2
				6410	1.5	НТУ-2
				6411	1.5	НТУ-2
6203	1.2	НТУ-1				
6256	1.2	НТУ-1				
Группы суммации:						
07(31) 0301 0330	Азота диоксид (4) Сера диоксид (516)	0.3653592	713369/ 193342	0202	88.9	НТУ-1
				0203	0.5	НТУ-1
				0204	0.5	НТУ-1
				0205	0.5	НТУ-1
				0406	0.5	НТУ-2
				0403	0.4	НТУ-2
				0404	0.4	НТУ-2
0405	0.4	НТУ-2				

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. В ЖЗ	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				0306	0.4	НТУ-1
				0307	0.4	НТУ-1
				0308	0.4	НТУ-1
				0309	0.4	НТУ-1
				0208	0.3	НТУ-1
				0209	0.3	НТУ-1
				0210	0.3	НТУ-1
				0211	0.3	НТУ-1
				0202	89.7	НТУ-1
				6300	1.4	НТУ-1
44(30) 0330 0333	Сера диоксид (516) Сероводород (518)	0.3786935	713369/ 193342	6216	0.4	НТУ-1
				6217	0.4	НТУ-1
				6210	0.4	НТУ-1
				6211	0.4	НТУ-1
				6212	0.4	НТУ-1
				6213	0.4	НТУ-1
				6214	0.4	НТУ-1
				6215	0.4	НТУ-1
				6410	0.3	НТУ-2
				6411	0.3	НТУ-2
6220	0.3	НТУ-1				

Таблица П4.1-4 Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы по сценариям варианта 2

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. в жилой зоне X/Y	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
Сценарий 1.1						
Загрязняющие вещества:						
0301	Азота диоксид (4)	0.0168001/0.00336	713369/ 193342	0310	14.1	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0203	7.8	НТУ. Технологическая зона
				0204	7.8	НТУ. Технологическая зона
				0205	7.8	НТУ. Технологическая зона
				0417	6.9	НТУ. Индустриальные здания
				0370	4.7	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0371	4.7	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0320	4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0321	4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0322	4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0323	4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0231	3.6	НТУ. Технологическая зона
				0232	3.6	НТУ. Технологическая зона
				0230	3.6	НТУ. Технологическая зона
				0412	1.9	НТУ. Индустриальные здания
				0340	1.8	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0341	1.8	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0342	1.8	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0010	1.3	НУВ
				0408	1.2	НТУ. Индустриальные здания
0302	Азотная кислота (5)	0.001526/0.0006104	*/*	0424	100	НТУ. Индустриальные здания
0304	Азота оксид (6)	0.0013584/0.0005433	713369/ 193342	0310	14.1	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0203	7.9	НТУ. Технологическая зона
				0204	7.9	НТУ. Технологическая зона
				0205	7.9	НТУ. Технологическая зона
				0417	7	НТУ. Индустриальные здания
				0370	4.7	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0371	4.7	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0320	4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0321	4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0322	4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0323	4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0231	3.6	НТУ. Технологическая зона
				0232	3.6	НТУ. Технологическая зона
				0230	3.6	НТУ. Технологическая зона

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. в жилой зоне X/Y	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)				
				№ ист.	% вклада					
1	2	3	4	5	6	7				
				0412	1.9	НТУ. Индустриальные здания				
				0340	1.8	НТУ. Зона инженерного обеспечения				
				0341	1.8	НТУ. Зона инженерного обеспечения				
				0342	1.8	НТУ. Зона инженерного обеспечения				
				0010	1.3	НУВ				
				0408	1.2	НТУ. Индустриальные здания				
0316	Соляная кислота (163)	0.009052/0.0018104	*/*	0008	45.5	Остров DC-01 м.Актоты				
				0104	45.5	Остров DC-02 м.Актоты				
				0424	8.8	НТУ. Индустриальные здания				
				0230	30.5	НТУ. Технологическая зона				
0330	Сера диоксид (516)	0.0191058/0.0095529	713369/ 193342	0231	30.5	НТУ. Технологическая зона				
				0232	30.5	НТУ. Технологическая зона				
				0201	0.7	НТУ. Технологическая зона				
				0310	0.7	НТУ. Зона инженерного обеспечения				
				0320	0.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения				
				0321	0.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения				
				0322	0.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения				
				0323	0.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения				
				0331	Сера элементарная (1125*)	0.0050608/0.0003543	713369/ 193342	6241	64.9	НТУ. Технологическая зона
								6242	31	НТУ. Технологическая зона
0212	15.3	НТУ. Технологическая зона								
0333	Сероводород (518)	0.037797/0.0003024	713369/ 193342	6243	14.7	НТУ. Технологическая зона				
				0210	8.8	НТУ. Технологическая зона				
				6241	8.3	НТУ. Технологическая зона				
				6205	7.2	НТУ. Технологическая зона				
				6206	7.2	НТУ. Технологическая зона				
				0211	7.2	НТУ. Технологическая зона				
				6207	6.2	НТУ. Технологическая зона				
				6208	6.2	НТУ. Технологическая зона				
				6203	4.3	НТУ. Технологическая зона				
				6201	2.1	НТУ. Технологическая зона				
				0230	1.8	НТУ. Технологическая зона				
				0231	1.8	НТУ. Технологическая зона				
				0232	1.8	НТУ. Технологическая зона				
				6219	0.9	НТУ. Технологическая зона				
				6220	0.9	НТУ. Технологическая зона				
				6221	0.9	НТУ. Технологическая зона				
				1051	Изопропиловый спирт (469)	0.001664/0.0009984	*/*	6002	49.9	Остров DC-01 м.Актоты
6102	49.9	Остров DC-02 м.Актоты								

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. в жилой зоне X/Y	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0010036/4.E-7	713369/ 193342	6208	42.8	НТУ. Технологическая зона
				6204	14.3	НТУ. Технологическая зона
				6212	9	НТУ. Технологическая зона
				6213	7	НТУ. Технологическая зона
				6203	6.4	НТУ. Технологическая зона
				6202	5.5	НТУ. Технологическая зона
				6210	3.8	НТУ. Технологическая зона
				6201	2.1	НТУ. Технологическая зона
				6205	1.7	НТУ. Технологическая зона
				6206	1.7	НТУ. Технологическая зона
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0013873/2.E-7	713369/ 193342	6207	1.4	НТУ. Технологическая зона
				6212	21	НТУ. Технологическая зона
				6213	13.9	НТУ. Технологическая зона
				6203	9.7	НТУ. Технологическая зона
				6210	8.7	НТУ. Технологическая зона
				6202	7.1	НТУ. Технологическая зона
				6204	6.2	НТУ. Технологическая зона
				6205	5	НТУ. Технологическая зона
				6206	5	НТУ. Технологическая зона
				6207	4.1	НТУ. Технологическая зона
				6201	3.3	НТУ. Технологическая зона
				0304	3	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				6219	1.3	НТУ. Технологическая зона
				6220	1.3	НТУ. Технологическая зона
				6221	1.3	НТУ. Технологическая зона
				6208	1.2	НТУ. Технологическая зона
				6200	1	НТУ. Технологическая зона
				6310	0.9	НТУ. Зона инженерного обеспечения
6214	0.7	НТУ. Технологическая зона				
6215	0.7	НТУ. Технологическая зона				
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0061802/3.E-7	713369/ 193342	0304	11.3	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				6212	8.7	НТУ. Технологическая зона
				6210	7.7	НТУ. Технологическая зона
				6203	6.3	НТУ. Технологическая зона
				6205	5.8	НТУ. Технологическая зона
				6206	5.8	НТУ. Технологическая зона
				6219	5	НТУ. Технологическая зона
6220	5	НТУ. Технологическая зона				
6221	5	НТУ. Технологическая зона				

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. в жилой зоне X/Y	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				6213	4.8	НТУ. Технологическая зона
				6207	4.6	НТУ. Технологическая зона
				6310	3.4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				6202	3.1	НТУ. Технологическая зона
				6215	2.8	НТУ. Технологическая зона
				6214	2.7	НТУ. Технологическая зона
				6201	2.2	НТУ. Технологическая зона
				6311	2	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				6208	1.9	НТУ. Технологическая зона
				6223	1.5	НТУ. Технологическая зона
				6224	1.4	НТУ. Технологическая зона
1860	Триалкиламины (1223*)	0.014263/0.0009984	*/*	6002	50	Остров DC-01 м.Актоты
				6102	50	Остров DC-02 м.Актоты
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) (60)	0.001758/0.00879	*/*	0423	95.6	НТУ. Индустриальные здания
				0411	4	НТУ. Индустриальные здания
2902	Взвешенные частицы (116)	0.003403/0.0017015	*/*	0409	100	НТУ. Индустриальные здания
Группы суммации:						
03 0303 0333	Аммиак (32) Сероводород (518)	0.037797	713369/ 193342	0212	15.3	НТУ. Технологическая зона
				6243	14.7	НТУ. Технологическая зона
				0210	8.8	НТУ. Технологическая зона
				6241	8.3	НТУ. Технологическая зона
				6205	7.2	НТУ. Технологическая зона
				6206	7.2	НТУ. Технологическая зона
				0211	7.2	НТУ. Технологическая зона
				6207	6.2	НТУ. Технологическая зона
				6208	6.2	НТУ. Технологическая зона
				6203	4.3	НТУ. Технологическая зона
				6201	2.1	НТУ. Технологическая зона
				0230	1.8	НТУ. Технологическая зона
				0231	1.8	НТУ. Технологическая зона
				0232	1.8	НТУ. Технологическая зона
				6219	0.9	НТУ. Технологическая зона
				6220	0.9	НТУ. Технологическая зона
				6221	0.9	НТУ. Технологическая зона
04 0303 0333 1325	Аммиак (32) Сероводород (518) Формальдегид (609)	0.0382276	713369/ 193342	0212	15.2	НТУ. Технологическая зона
				6243	14.5	НТУ. Технологическая зона
				0210	8.7	НТУ. Технологическая зона
				6241	8.2	НТУ. Технологическая зона
				6205	7.1	НТУ. Технологическая зона

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. в жилой зоне X/Y	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				6206	7.1	НТУ. Технологическая зона
				0211	7.1	НТУ. Технологическая зона
				6207	6.1	НТУ. Технологическая зона
				6208	6.1	НТУ. Технологическая зона
				6203	4.2	НТУ. Технологическая зона
				6201	2.1	НТУ. Технологическая зона
				0230	1.8	НТУ. Технологическая зона
				0231	1.8	НТУ. Технологическая зона
				0232	1.8	НТУ. Технологическая зона
				6219	0.9	НТУ. Технологическая зона
				6220	0.9	НТУ. Технологическая зона
				6221	0.9	НТУ. Технологическая зона
				6209	0.9	НТУ. Технологическая зона
28 0322 0330	Серная кислота (517) Сера диоксид (516)	0.0191058	713369/ 193342	0230	30.5	НТУ. Технологическая зона
				0231	30.5	НТУ. Технологическая зона
				0232	30.5	НТУ. Технологическая зона
				0201	0.7	НТУ. Технологическая зона
				0310	0.7	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0320	0.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0321	0.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0322	0.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0323	0.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения
30 0330 0333	Сера диоксид (516) Сероводород (518)	0.0569028	713369/ 193342	0230	11.4	НТУ. Технологическая зона
				0231	11.4	НТУ. Технологическая зона
				0232	11.4	НТУ. Технологическая зона
				0212	10.2	НТУ. Технологическая зона
				6243	9.8	НТУ. Технологическая зона
				0210	5.8	НТУ. Технологическая зона
				6241	5.5	НТУ. Технологическая зона
				6205	4.8	НТУ. Технологическая зона
				6206	4.8	НТУ. Технологическая зона
				0211	4.8	НТУ. Технологическая зона
				6207	4.1	НТУ. Технологическая зона
				6208	4.1	НТУ. Технологическая зона
				6203	2.8	НТУ. Технологическая зона
				6201	1.4	НТУ. Технологическая зона
				6219	0.6	НТУ. Технологическая зона
				6220	0.6	НТУ. Технологическая зона
				6221	0.6	НТУ. Технологическая зона

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. в жилой зоне X/Y	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
31 0301 0330	Азота диоксид (4) Сера диоксид (516)	0.035898	713369/ 193342	6209	0.6	НТУ. Технологическая зона
				6250	0.5	НТУ. Технологическая зона
				0230	17.9	НТУ. Технологическая зона
				0231	17.9	НТУ. Технологическая зона
				0232	17.9	НТУ. Технологическая зона
				0310	7	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0203	3.8	НТУ. Технологическая зона
				0204	3.8	НТУ. Технологическая зона
				0205	3.8	НТУ. Технологическая зона
				0417	3.4	НТУ. Индустриальные здания
				0370	2.3	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0371	2.3	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0320	2.2	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0321	2.2	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0322	2.2	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0323	2.2	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0412	1	НТУ. Индустриальные здания
				0340	0.9	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0341	0.9	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0342	0.9	НТУ. Зона инженерного обеспечения
0367	0.7	НТУ. Зона инженерного обеспечения				
0408	0.6	НТУ. Индустриальные здания				
39 0333 1325	Сероводород (518) Формальдегид (609)	0.0382276	713369/ 193342	0212	15.2	НТУ. Технологическая зона
				6243	14.5	НТУ. Технологическая зона
				0210	8.7	НТУ. Технологическая зона
				6241	8.2	НТУ. Технологическая зона
				6205	7.1	НТУ. Технологическая зона
				6206	7.1	НТУ. Технологическая зона
				0211	7.1	НТУ. Технологическая зона
				6207	6.1	НТУ. Технологическая зона
				6208	6.1	НТУ. Технологическая зона
				6203	4.2	НТУ. Технологическая зона
				6201	2.1	НТУ. Технологическая зона
				0230	1.8	НТУ. Технологическая зона
				0231	1.8	НТУ. Технологическая зона
				0232	1.8	НТУ. Технологическая зона
				6219	0.9	НТУ. Технологическая зона
				6220	0.9	НТУ. Технологическая зона
				6221	0.9	НТУ. Технологическая зона

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. в жилой зоне X/Y	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
40 0302 0316 0322	Азотная кислота (5) Соляная кислота (163) Серная кислота (517)	0.011285	*/*	6209	0.9	НТУ. Технологическая зона
				0008	36.5	Остров DC-01 м.Актоты
				0104	36.5	Остров DC-02 м.Актоты
				0424	20.6	НТУ. Индустриальные здания
				0343	6.2	НТУ. Зона инженерного обеспечения
Сценарий 1.2						
Загрязняющие вещества:						
0301	Азота диоксид (4)	0.0168731/0.0033746	713369/ 193342	0310	14	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0203	7.8	НТУ. Технологическая зона
				0204	7.8	НТУ. Технологическая зона
				0205	7.8	НТУ. Технологическая зона
				0417	6.9	НТУ. Индустриальные здания
				0370	4.7	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0371	4.7	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0320	3.9	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0321	3.9	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0322	3.9	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0323	3.9	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0231	3.6	НТУ. Технологическая зона
				0232	3.6	НТУ. Технологическая зона
				0230	3.6	НТУ. Технологическая зона
				0412	1.9	НТУ. Индустриальные здания
				0340	1.8	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0341	1.8	НТУ. Зона инженерного обеспечения
0342	1.8	НТУ. Зона инженерного обеспечения				
0304	Азота оксид (6)	0.0013643/0.0005457	713369/ 193342	0010	1.3	НУВ
				0408	1.2	НТУ. Индустриальные здания
				0310	14.1	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0203	7.9	НТУ. Технологическая зона
				0204	7.9	НТУ. Технологическая зона
				0205	7.9	НТУ. Технологическая зона
				0417	6.9	НТУ. Индустриальные здания
				0370	4.7	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0371	4.7	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0320	4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0321	4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
0322	4	НТУ. Зона инженерного обеспечения				
0323	4	НТУ. Зона инженерного обеспечения				
0231	3.6	НТУ. Технологическая зона				

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. в жилой зоне X/Y	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)				
				№ ист.	% вклада					
1	2	3	4	5	6	7				
				0232	3.6	НТУ. Технологическая зона				
				0230	3.6	НТУ. Технологическая зона				
				0412	1.9	НТУ. Индустриальные здания				
				0340	1.8	НТУ. Зона инженерного обеспечения				
				0341	1.8	НТУ. Зона инженерного обеспечения				
				0342	1.8	НТУ. Зона инженерного обеспечения				
				0010	1.3	НУВ				
				0408	1.2	НТУ. Индустриальные здания				
0330	Сера диоксид (516)	0.0492392/0.0246196	715127/ 193032	0001	91	Остров DC-01 м.Актоты				
				0230	2.7	НТУ. Технологическая зона				
				0231	2.7	НТУ. Технологическая зона				
0333	Сероводород (518)	0.0381001/0.0003048	713369/ 193342	0212	15.2	НТУ. Технологическая зона				
				6243	14.6	НТУ. Технологическая зона				
				0210	8.7	НТУ. Технологическая зона				
				6241	8.3	НТУ. Технологическая зона				
				6205	7.1	НТУ. Технологическая зона				
				6206	7.1	НТУ. Технологическая зона				
				0211	7.1	НТУ. Технологическая зона				
				6207	6.1	НТУ. Технологическая зона				
				6208	6.1	НТУ. Технологическая зона				
				6203	4.2	НТУ. Технологическая зона				
				6201	2.1	НТУ. Технологическая зона				
				0230	1.8	НТУ. Технологическая зона				
				0231	1.8	НТУ. Технологическая зона				
				0232	1.8	НТУ. Технологическая зона				
				6219	0.9	НТУ. Технологическая зона				
				6220	0.9	НТУ. Технологическая зона				
				6221	0.9	НТУ. Технологическая зона				
				6209	0.9	НТУ. Технологическая зона				
				1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0010036/4.E-7	713369/ 193342	6208	42.8	НТУ. Технологическая зона
								6204	14.3	НТУ. Технологическая зона
6212	9	НТУ. Технологическая зона								
6213	7	НТУ. Технологическая зона								
6203	6.4	НТУ. Технологическая зона								
6202	5.5	НТУ. Технологическая зона								
6210	3.8	НТУ. Технологическая зона								
6201	2.1	НТУ. Технологическая зона								
6205	1.7	НТУ. Технологическая зона								
6206	1.7	НТУ. Технологическая зона								

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. в жилой зоне X/Y	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0013872/2.Е-7	713369/ 193342	6207	1.4	НТУ. Технологическая зона
				6212	21	НТУ. Технологическая зона
				6213	13.9	НТУ. Технологическая зона
				6203	9.7	НТУ. Технологическая зона
				6210	8.7	НТУ. Технологическая зона
				6202	7.1	НТУ. Технологическая зона
				6204	6.2	НТУ. Технологическая зона
				6205	5	НТУ. Технологическая зона
				6206	5	НТУ. Технологическая зона
				6207	4.1	НТУ. Технологическая зона
				6201	3.3	НТУ. Технологическая зона
				0304	3	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				6219	1.3	НТУ. Технологическая зона
				6220	1.3	НТУ. Технологическая зона
				6221	1.3	НТУ. Технологическая зона
				6208	1.2	НТУ. Технологическая зона
				6200	1	НТУ. Технологическая зона
				6310	0.9	НТУ. Зона инженерного обеспечения
6214	0.7	НТУ. Технологическая зона				
6215	0.7	НТУ. Технологическая зона				
1728	Этилмеркаптан (668)	0.006215/3.Е-7	713369/ 193342	0304	11.2	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				6212	8.7	НТУ. Технологическая зона
				6210	7.6	НТУ. Технологическая зона
				6203	6.3	НТУ. Технологическая зона
				6205	5.7	НТУ. Технологическая зона
				6206	5.7	НТУ. Технологическая зона
				6219	4.9	НТУ. Технологическая зона
				6220	4.9	НТУ. Технологическая зона
				6221	4.9	НТУ. Технологическая зона
				6213	4.8	НТУ. Технологическая зона
				6207	4.6	НТУ. Технологическая зона
				6310	3.3	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				6202	3.1	НТУ. Технологическая зона
				6215	2.7	НТУ. Технологическая зона
				6214	2.7	НТУ. Технологическая зона
				6201	2.2	НТУ. Технологическая зона
				6311	2	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				6208	1.9	НТУ. Технологическая зона
6223	1.4	НТУ. Технологическая зона				

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. в жилой зоне X/Y	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				6224	1.4	НТУ. Технологическая зона
Группы суммации:						
30 0330 0333	Сера диоксид (516) Сероводород (518)	0.069049	715127/ 193032	0001	26.8	Остров DC-01 м.Актоты
				0230	8.4	НТУ. Технологическая зона
				0231	8.4	НТУ. Технологическая зона
				0232	8.4	НТУ. Технологическая зона
				0212	7.4	НТУ. Технологическая зона
				6243	7.3	НТУ. Технологическая зона
				0210	4.3	НТУ. Технологическая зона
				6241	4.1	НТУ. Технологическая зона
				6205	3.4	НТУ. Технологическая зона
				6206	3.4	НТУ. Технологическая зона
				0211	3.4	НТУ. Технологическая зона
				6207	3	НТУ. Технологическая зона
				6208	3	НТУ. Технологическая зона
				6203	2	НТУ. Технологическая зона
31 0301 0330	Азота диоксид (4) Сера диоксид (516)	0.0558955	715127/ 193032	0001	77.9	Остров DC-01 м.Актоты
				0230	3.4	НТУ. Технологическая зона
				0231	3.4	НТУ. Технологическая зона
				0232	3.4	НТУ. Технологическая зона
				0203	1.2	НТУ. Технологическая зона
				0204	1.2	НТУ. Технологическая зона
				0205	1.2	НТУ. Технологическая зона
				0417	0.8	НТУ. Индустриальные здания
				0010	0.7	НУВ
				0370	0.5	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0371	0.5	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0310	0.5	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0320	0.5	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0321	0.5	НТУ. Зона инженерного обеспечения
Сценарий 1.3						
Загрязняющие вещества:						
0301	Азота диоксид (4)	0.0197246/0.0039449	713369/ 193342	0201	14.9	НТУ. Технологическая зона
				0310	12.1	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0203	6.7	НТУ. Технологическая зона
				0204	6.7	НТУ. Технологическая зона

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. в жилой зоне X/Y	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				0205	6.7	НТУ. Технологическая зона
				0417	5.9	НТУ. Индустриальные здания
				0370	4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0371	4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0320	3.4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0321	3.4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0322	3.4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0323	3.4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0232	3.1	НТУ. Технологическая зона
				0230	3.1	НТУ. Технологическая зона
				0231	3.1	НТУ. Технологическая зона
				0412	1.6	НТУ. Индустриальные здания
				0340	1.5	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0341	1.5	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0342	1.5	НТУ. Зона инженерного обеспечения
0304	Азота оксид (6)	0.0015959/0.0006384	713369/ 193342	0408	1.1	НТУ. Индустриальные здания
				0201	15	НТУ. Технологическая зона
				0310	12.1	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0203	6.7	НТУ. Технологическая зона
				0204	6.7	НТУ. Технологическая зона
				0205	6.7	НТУ. Технологическая зона
				0417	6	НТУ. Индустриальные здания
				0370	4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0371	4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0320	3.4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0321	3.4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0322	3.4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0323	3.4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0232	3.1	НТУ. Технологическая зона
				0230	3.1	НТУ. Технологическая зона
0231	3.1	НТУ. Технологическая зона				
0412	1.6	НТУ. Индустриальные здания				
0340	1.5	НТУ. Зона инженерного обеспечения				
0341	1.5	НТУ. Зона инженерного обеспечения				
0342	1.5	НТУ. Зона инженерного обеспечения				
0408	1.1	НТУ. Индустриальные здания				
0330	Сера диоксид (516)	0.5210722/0.2605361	713369/ 193342	0201	97.3	НТУ. Технологическая зона
0333	Сероводород (518)	0.0625164/0.0005001		0201	39.6	НТУ. Технологическая зона

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. в жилой зоне X/Y	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
			713369/ 193342	0212	9.3	НТУ. Технологическая зона
				6243	8.9	НТУ. Технологическая зона
				0210	5.3	НТУ. Технологическая зона
				6241	5	НТУ. Технологическая зона
				6205	4.3	НТУ. Технологическая зона
				6206	4.3	НТУ. Технологическая зона
				0211	4.3	НТУ. Технологическая зона
				6207	3.7	НТУ. Технологическая зона
				6208	3.7	НТУ. Технологическая зона
				6203	2.6	НТУ. Технологическая зона
				6201	1.3	НТУ. Технологическая зона
				0230	1.1	НТУ. Технологическая зона
				0231	1.1	НТУ. Технологическая зона
				0232	1.1	НТУ. Технологическая зона
0337	Углерод оксид (584)	0.0018211/0.0091056	713369/ 193342	0201	53.9	НТУ. Технологическая зона
				0310	4.4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0203	4.1	НТУ. Технологическая зона
				0204	4.1	НТУ. Технологическая зона
				0205	4.1	НТУ. Технологическая зона
				0230	3.5	НТУ. Технологическая зона
				0231	3.5	НТУ. Технологическая зона
				0232	3.5	НТУ. Технологическая зона
				0417	2.1	НТУ. Индустриальные здания
				0370	1.4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0371	1.4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0367	1.4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0363	1	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0364	1	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0365	1	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0400	0.9	НТУ. Индустриальные здания
				0401	0.9	НТУ. Индустриальные здания
				0323	0.7	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0320	0.7	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0321	0.7	НТУ. Зона инженерного обеспечения
1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0011602/5.0000E-7	713369/ 193342	6208	37.1	НТУ. Технологическая зона
				0201	13.5	НТУ. Технологическая зона
				6204	12.4	НТУ. Технологическая зона
				6212	7.8	НТУ. Технологическая зона
				6213	6	НТУ. Технологическая зона

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. в жилой зоне X/Y	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				6203	5.6	НТУ. Технологическая зона
				6202	4.8	НТУ. Технологическая зона
				6210	3.3	НТУ. Технологическая зона
				6201	1.8	НТУ. Технологическая зона
				6205	1.5	НТУ. Технологическая зона
				6206	1.5	НТУ. Технологическая зона
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.001998/3.E-7	713369/ 193342	0201	30.6	НТУ. Технологическая зона
				6212	14.6	НТУ. Технологическая зона
				6213	9.6	НТУ. Технологическая зона
				6203	6.8	НТУ. Технологическая зона
				6210	6	НТУ. Технологическая зона
				6202	4.9	НТУ. Технологическая зона
				6204	4.3	НТУ. Технологическая зона
				6205	3.5	НТУ. Технологическая зона
				6206	3.5	НТУ. Технологическая зона
				6207	2.9	НТУ. Технологическая зона
				6201	2.3	НТУ. Технологическая зона
				0304	2.1	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				6219	0.9	НТУ. Технологическая зона
				6220	0.9	НТУ. Технологическая зона
				6221	0.9	НТУ. Технологическая зона
				6208	0.9	НТУ. Технологическая зона
				6200	0.7	НТУ. Технологическая зона
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0092283/5.0000E-7	713369/ 193342	0201	33.1	НТУ. Технологическая зона
				0304	7.5	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				6212	5.9	НТУ. Технологическая зона
				6210	5.1	НТУ. Технологическая зона
				6203	4.2	НТУ. Технологическая зона
				6205	3.9	НТУ. Технологическая зона
				6206	3.9	НТУ. Технологическая зона
				6219	3.3	НТУ. Технологическая зона
				6220	3.3	НТУ. Технологическая зона
				6221	3.3	НТУ. Технологическая зона
				6213	3.2	НТУ. Технологическая зона
				6207	3.1	НТУ. Технологическая зона
				6310	2.2	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				6202	2.1	НТУ. Технологическая зона
6215	1.8	НТУ. Технологическая зона				
6214	1.8	НТУ. Технологическая зона				

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. в жилой зоне X/Y	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				6201	1.5	НТУ. Технологическая зона
				6311	1.3	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				6208	1.3	НТУ. Технологическая зона
				6223	1	НТУ. Технологическая зона
Группы суммации:						
30 0330 0333	Сера диоксид (516) Сероводород (518)	0.5770321	713369/ 193342	0201	92.5	НТУ. Технологическая зона
				0230	0.8	НТУ. Технологическая зона
				0231	0.8	НТУ. Технологическая зона
				0232	0.8	НТУ. Технологическая зона
				0212	0.8	НТУ. Технологическая зона
31 0301 0330	Азота диоксид (4) Сера диоксид (516)	0.5383814	713369/ 193342	0201	94.8	НТУ. Технологическая зона
				0230	0.9	НТУ. Технологическая зона
Сценарий 1.4						
Загрязняющие вещества:						
0301	Азота диоксид (4)	0.0185881/0.0037176	713369/ 193342	0310	12.8	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0202	9.9	НТУ. Технологическая зона
				0203	7.1	НТУ. Технологическая зона
				0204	7.1	НТУ. Технологическая зона
				0205	7.1	НТУ. Технологическая зона
				0417	6.3	НТУ. Индустриальные здания
				0370	4.3	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0371	4.3	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0320	3.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0321	3.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0322	3.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0323	3.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0232	3.3	НТУ. Технологическая зона
				0230	3.3	НТУ. Технологическая зона
				0231	3.3	НТУ. Технологическая зона
				0412	1.7	НТУ. Индустриальные здания
				0340	1.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0341	1.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0342	1.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0408	1.1	НТУ. Индустриальные здания
0304	Азота оксид (6)	0.0015036/0.0006014	713369/ 193342	0310	12.9	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0202	9.9	НТУ. Технологическая зона
				0203	7.2	НТУ. Технологическая зона
				0204	7.2	НТУ. Технологическая зона
				0205	7.2	НТУ. Технологическая зона

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. в жилой зоне X/Y	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				0417	6.3	НТУ. Индустриальные здания
				0370	4.3	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0371	4.3	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0320	3.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0321	3.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0322	3.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0323	3.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0232	3.3	НТУ. Технологическая зона
				0230	3.3	НТУ. Технологическая зона
				0231	3.3	НТУ. Технологическая зона
				0412	1.7	НТУ. Индустриальные здания
				0340	1.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0341	1.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0342	1.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения
0328	Сажа (583)	0.003753/0.0005629	713369/ 193342	0408	1.1	НТУ. Индустриальные здания
				0202	83.6	НТУ. Технологическая зона
				0417	2.5	НТУ. Индустриальные здания
				0310	1.9	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0370	1.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0371	1.6	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0203	1.5	НТУ. Технологическая зона
				0204	1.5	НТУ. Технологическая зона
0330	Сера диоксид (516)	0.3690791/0.1845396	713369/ 193342	0202	95.7	НТУ. Технологическая зона
				0205	1.5	НТУ. Технологическая зона
0333	Сероводород (518)	0.0553704/0.000443	713369/ 193342	0202	31.7	НТУ. Технологическая зона
				0212	10.5	НТУ. Технологическая зона
				6243	10	НТУ. Технологическая зона
				0210	6	НТУ. Технологическая зона
				6241	5.7	НТУ. Технологическая зона
				6205	4.9	НТУ. Технологическая зона
				6206	4.9	НТУ. Технологическая зона
				0211	4.9	НТУ. Технологическая зона
				6207	4.2	НТУ. Технологическая зона
				6208	4.2	НТУ. Технологическая зона
				6203	2.9	НТУ. Технологическая зона
				6201	1.4	НТУ. Технологическая зона
				0230	1.2	НТУ. Технологическая зона
0231	1.2	НТУ. Технологическая зона				

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. в жилой зоне X/Y	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
0337	Углерод оксид (584)	0.0014423/0.0072115	713369/ 193342	0232	1.2	НТУ. Технологическая зона
				0202	42.3	НТУ. Технологическая зона
				0310	5.5	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0203	5.2	НТУ. Технологическая зона
				0204	5.2	НТУ. Технологическая зона
				0205	5.2	НТУ. Технологическая зона
				0230	4.4	НТУ. Технологическая зона
				0231	4.4	НТУ. Технологическая зона
				0232	4.4	НТУ. Технологическая зона
				0417	2.7	НТУ. Индустриальные здания
				0370	1.8	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0371	1.8	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0367	1.8	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0363	1.3	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0364	1.3	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0365	1.3	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0011164/4.E-7
6204	12.9	НТУ. Технологическая зона				
0202	10.1	НТУ. Технологическая зона				
6212	8.1	НТУ. Технологическая зона				
6213	6.3	НТУ. Технологическая зона				
6203	5.8	НТУ. Технологическая зона				
6202	5	НТУ. Технологическая зона				
6210	3.4	НТУ. Технологическая зона				
6201	1.8	НТУ. Технологическая зона				
6205	1.5	НТУ. Технологическая зона				
6206	1.5	НТУ. Технологическая зона				
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.0018432/3.E-7	713369/ 193342	6207	1.3	НТУ. Технологическая зона
				0202	24.8	НТУ. Технологическая зона
				6212	15.8	НТУ. Технологическая зона
				6213	10.4	НТУ. Технологическая зона
				6203	7.3	НТУ. Технологическая зона
				6210	6.6	НТУ. Технологическая зона
6202	5.3	НТУ. Технологическая зона				

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. в жилой зоне X/Y	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				6204	4.7	НТУ. Технологическая зона
				6205	3.7	НТУ. Технологическая зона
				6206	3.7	НТУ. Технологическая зона
				6207	3.1	НТУ. Технологическая зона
				6201	2.5	НТУ. Технологическая зона
				0304	2.2	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				6219	1	НТУ. Технологическая зона
				6220	1	НТУ. Технологическая зона
				6221	1	НТУ. Технологическая зона
				6208	0.9	НТУ. Технологическая зона
				6200	0.7	НТУ. Технологическая зона
				6310	0.7	НТУ. Зона инженерного обеспечения
1728	Этилмеркаптан (668)	0.0085417/4.E-7	713369/ 193342	0202	27.8	НТУ. Технологическая зона
				0304	8.2	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				6212	6.3	НТУ. Технологическая зона
				6210	5.5	НТУ. Технологическая зона
				6203	4.6	НТУ. Технологическая зона
				6205	4.2	НТУ. Технологическая зона
				6206	4.2	НТУ. Технологическая зона
				6219	3.6	НТУ. Технологическая зона
				6220	3.6	НТУ. Технологическая зона
				6221	3.6	НТУ. Технологическая зона
				6213	3.5	НТУ. Технологическая зона
				6207	3.3	НТУ. Технологическая зона
				6310	2.4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				6202	2.2	НТУ. Технологическая зона
				6215	2	НТУ. Технологическая зона
				6214	2	НТУ. Технологическая зона
				6201	1.6	НТУ. Технологическая зона
				6311	1.4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				6208	1.4	НТУ. Технологическая зона
				6223	1	НТУ. Технологическая зона
Группы суммации:						
30 0330 0333	Сера диоксид (516) Сероводород (518)	0.4202927	713369/ 193342	0202	88.4	НТУ. Технологическая зона
				0230	1.3	НТУ. Технологическая зона
				0231	1.3	НТУ. Технологическая зона
				0232	1.3	НТУ. Технологическая зона
				0212	1.2	НТУ. Технологическая зона
				6243	1.2	НТУ. Технологическая зона

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. в жилой зоне X/Y	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
31 0301 0330	Азота диоксид (4) Сера диоксид (516)	0.3858048	713369/ 193342	0210	0.8	НТУ. Технологическая зона
				0202	92	НТУ. Технологическая зона
				0230	1.4	НТУ. Технологическая зона
				0231	1.4	НТУ. Технологическая зона
				0232	1.4	НТУ. Технологическая зона
Сценарий 1.5						
Загрязняющие вещества:						
0301	Азота диоксид (4)	0.019457/0.0038914	713369/ 193342	0310	12.2	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0230	10	НТУ. Технологическая зона
				0231	10	НТУ. Технологическая зона
				0203	6.8	НТУ. Технологическая зона
				0204	6.8	НТУ. Технологическая зона
				0205	6.8	НТУ. Технологическая зона
				0417	6	НТУ. Индустриальные здания
				0370	4.1	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0371	4.1	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0320	3.4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0321	3.4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0322	3.4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0323	3.4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0232	3.1	НТУ. Технологическая зона
				0412	1.7	НТУ. Индустриальные здания
				0340	1.5	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0341	1.5	НТУ. Зона инженерного обеспечения
0342	1.5	НТУ. Зона инженерного обеспечения				
0408	1.1	НТУ. Индустриальные здания				
0010	0.8	НУВ				
0304	Азота оксид (6)	0.0015742/0.0006297	713369/ 193342	0310	12.3	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0230	10	НТУ. Технологическая зона
				0231	10	НТУ. Технологическая зона
				0203	6.8	НТУ. Технологическая зона
				0204	6.8	НТУ. Технологическая зона
				0205	6.8	НТУ. Технологическая зона
				0417	6	НТУ. Индустриальные здания
				0370	4.1	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0371	4.1	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0320	3.4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0321	3.4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0322	3.4	НТУ. Зона инженерного обеспечения

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. в жилой зоне X/Y	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
				0323	3.4	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0232	3.1	НТУ. Технологическая зона
				0412	1.7	НТУ. Индустриальные здания
				0340	1.5	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0341	1.5	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0342	1.5	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0408	1.1	НТУ. Индустриальные здания
				0010	0.8	НУВ
0330	Сера диоксид (516)	0.1975022/0.0987511	713369/ 193342	0230	48.1	НТУ. Технологическая зона
				0231	48.1	НТУ. Технологическая зона
0333	Сероводород (518)	0.0379489/0.0003036	713369/ 193342	0212	15.3	НТУ. Технологическая зона
				6243	14.6	НТУ. Технологическая зона
				0210	8.7	НТУ. Технологическая зона
				6241	8.3	НТУ. Технологическая зона
				6205	7.1	НТУ. Технологическая зона
				6206	7.1	НТУ. Технологическая зона
				0211	7.1	НТУ. Технологическая зона
				6207	6.1	НТУ. Технологическая зона
				6208	6.1	НТУ. Технологическая зона
				6203	4.3	НТУ. Технологическая зона
				6201	2.1	НТУ. Технологическая зона
				0230	2	НТУ. Технологическая зона
				0231	2	НТУ. Технологическая зона
				0232	1.8	НТУ. Технологическая зона
				6219	0.9	НТУ. Технологическая зона
				6220	0.9	НТУ. Технологическая зона
				6221	0.9	НТУ. Технологическая зона
Группы суммации:						
30 0330 0333	Сера диоксид (516) Сероводород (518)	0.235451	713369/ 193342	0230	40.7	НТУ. Технологическая зона
				0231	40.7	НТУ. Технологическая зона
				0232	2.8	НТУ. Технологическая зона
				0212	2.5	НТУ. Технологическая зона
				6243	2.4	НТУ. Технологическая зона
				0210	1.4	НТУ. Технологическая зона
				6241	1.3	НТУ. Технологическая зона
				6205	1.1	НТУ. Технологическая зона
				6206	1.1	НТУ. Технологическая зона
				0211	1.1	НТУ. Технологическая зона
		0.2169592		0230	44.7	НТУ. Технологическая зона

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация в жилой зоне доля ПДК / мг/м ³	Координаты точек с максимальной приземной конц. в жилой зоне X/Y	Источники, дающие наибольший вклад в макс. Концентрацию в ЖЗ		Принадлежность источника (производство, цех, участок)
				№ ист.	% вклада	
1	2	3	4	5	6	7
31 0301 0330	Азота диоксид (4) Сера диоксид (516)		713369/ 193342	0231	44.7	НТУ. Технологическая зона
				0232	3	НТУ. Технологическая зона
				0310	1.2	НТУ. Зона инженерного обеспечения
				0203	0.6	НТУ. Технологическая зона
				0204	0.6	НТУ. Технологическая зона
				0205	0.6	НТУ. Технологическая зона

ПРИЛОЖЕНИЕ 4.2

КАРТЫ ИЗОЛИНИЙ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРЕ

СОДЕРЖАНИЕ

СЦЕНАРИЙ 1.1 – Вариант 1. Регламентный режим работы объектов острова DC-01 и НТУ....	155
СЦЕНАРИЙ 1.2 – Вариант 1. Регламентный режим работы объектов НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел ВД острова DC-01	173
СЦЕНАРИЙ 1.3 – Вариант 1. Регламентный режим работы объектов острова DC-01 и НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел ВД НТУ.....	184
СЦЕНАРИЙ 1.4 – Вариант 1. Регламентный режим работы объектов острова DC-01 и НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел НД НТУ.....	195
СЦЕНАРИЙ 2.1 – Вариант 2. Регламентный режим работы объектов островов DC-01, DC-02 и НТУ	206
СЦЕНАРИЙ 2.2 – Вариант 2. Регламентный режим работы объектов НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел ВД острова DC-01	229
СЦЕНАРИЙ 2.3 – Вариант 2. Регламентный режим работы объектов островов DC-01, DC-02 и НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел ВД НТУ	240
СЦЕНАРИЙ 2.4 – Вариант 2. Регламентный режим работы объектов островов DC-01, DC-02 и НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел НД НТУ	251
СЦЕНАРИЙ 2.5 – Вариант 2. Регламентный режим работы объектов островов DC-01, DC-02 и НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и байпас на термоокислители НТУ	262

СЦЕНАРИЙ 1.1 – Вариант 1. Регламентный режим работы объектов острова DC-01 и НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты, Вариант 2 Вар.№ 1
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0301 Азота диоксид (4)



Макс концентрация 5.9255667 ПДК достигается в точке $x=688500$ $y=164008$
При опасном направлении 102° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 1
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0304 Азота оксид (6)



Макс концентрация 0.4814036 ПДК достигается в точке $x=688500$ $y=164008$
При опасном направлении 102° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 1
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0328 Сажа (583)



Макс концентрация 0.6095582 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 1
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0330 Сера диоксид (516)



Макс концентрация 0.5875818 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 1
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0333 Сероводород (518)



Макс концентрация 80.5302429 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 6.98 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 1
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0337 Углерод оксид (584)



Макс концентрация 0.2735033 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 1
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0703 Бенз/а/пирен (54)



Макс концентрация 11.3787031 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.8 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 1
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
1052 Метанол (338)



Макс концентрация 9.3393555 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 1
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
1325 Формальдегид (509)



Макс концентрация 0.4108615 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 1
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
1702 Бугилмеркалтан (103)



Макс концентрация 0.8992673 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.98 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137*97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 1
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
1716 Смесь природных меркаптанов (526)



Макс концентрация 1.4682616 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.61 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 1
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
1720 Прополимеркаптан (471)



Макс концентрация 2.6768167 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.94 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137*97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 1
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
1728 Этилмеркаптан (658)



Макс концентрация 12.2120867 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.94 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137*97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 1
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
2735 Масло минеральное нефтяное (716*)



Макс концентрация 3.0370772 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.99 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137^*97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 1
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
__30 0330+0333



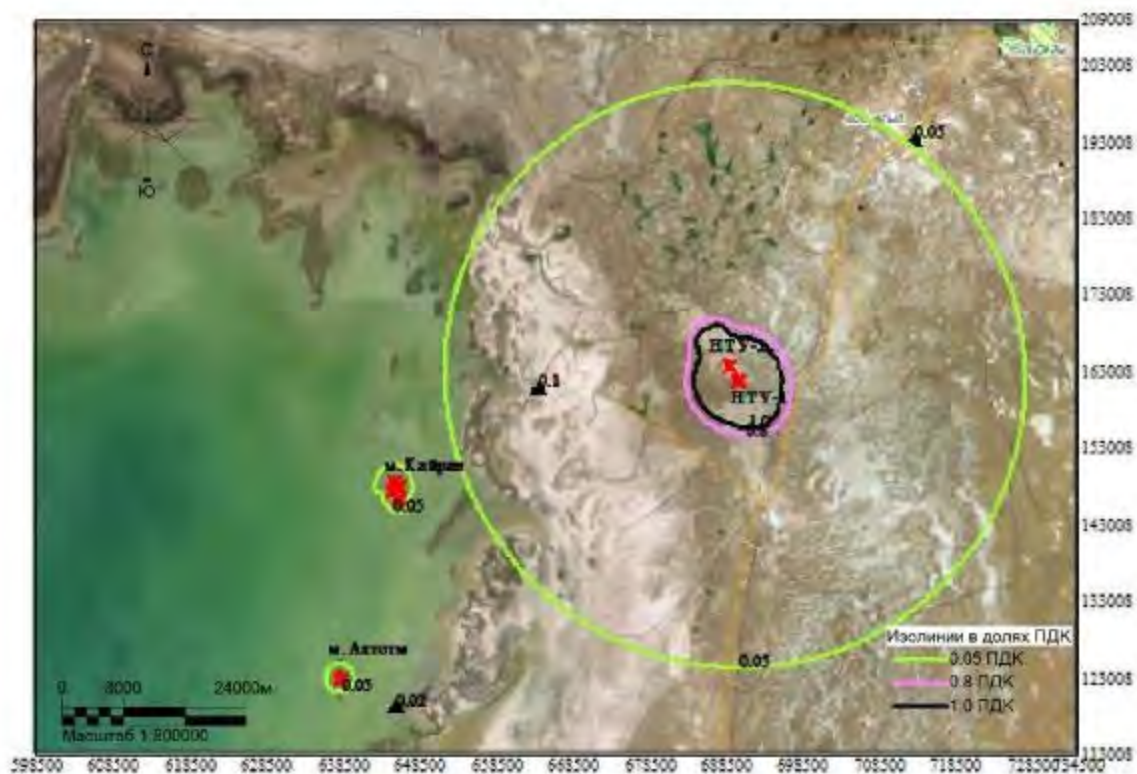
Макс концентрация 81.0177994 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 7.06 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137^*97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 1
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
__31 0301+0330



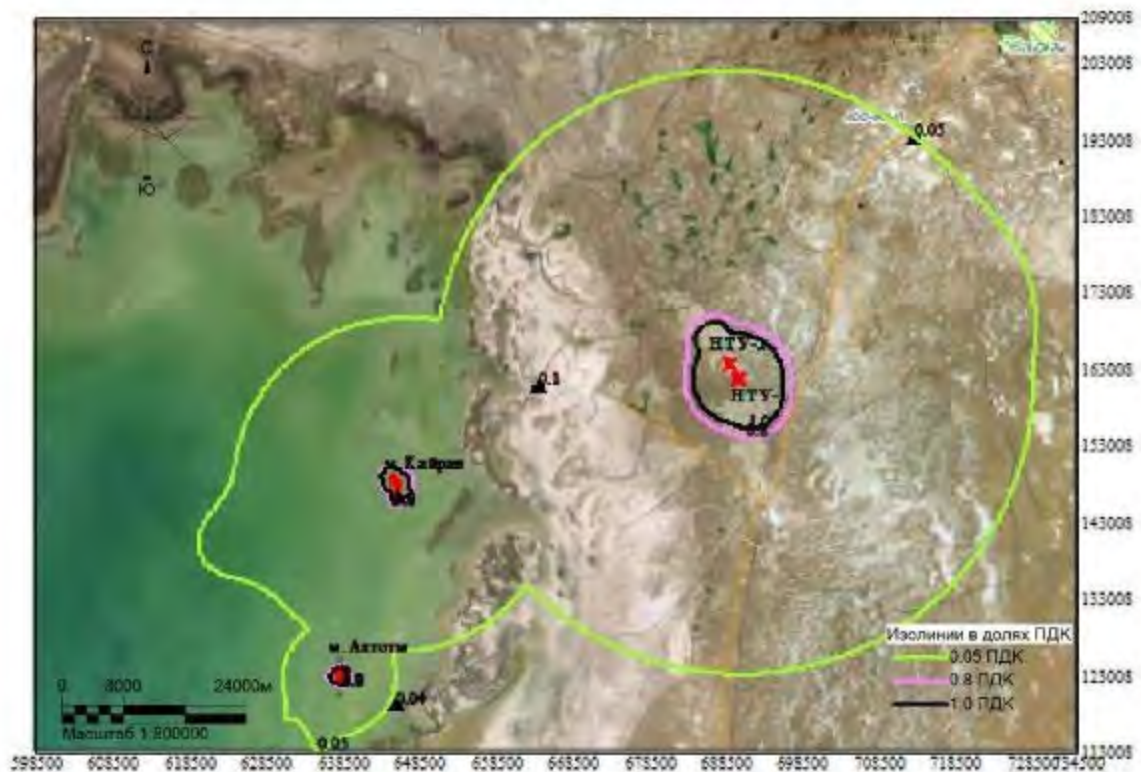
Макс концентрация 6.4523754 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 1
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
_39 0333+1325



Макс концентрация 80.9066925 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 6.96 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 1
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
_Z1 Расчетная СЗЗ по МРК-2014



Макс концентрация 81.0177994 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137*97
Расчетная СЗЗ по МРК-2014

СЦЕНАРИЙ 1.2 – Вариант 1. Регламентный режим работы объектов НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел ВД острова DC-01

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты, Вариант 2 Вар.№ 2
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0301 Азота диоксид (4)



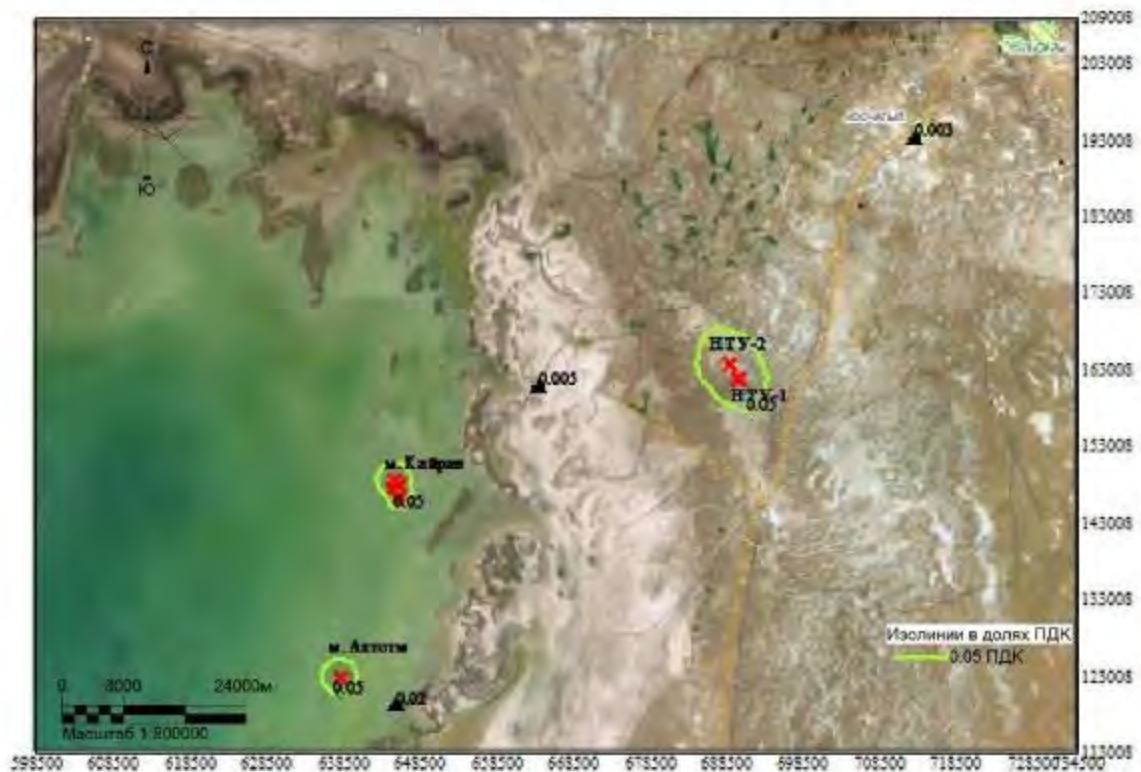
Макс концентрация 5.9255667 ПДК достигается в точке $x=688500$ $y=164008$
При опасном направлении 102° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФВД DC-01 Актоты

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 2
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0304 Азота оксид (6)



Макс концентрация 0.4814036 ПДК достигается в точке $x=688500$ $y=164008$
При опасном направлении 102° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137^*97
ФВД ДС-01 Актоты

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 2
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0328 Сажа (583)



Макс концентрация 0.6095926 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137^*97
ФВД ДС-01 Актоты

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 2
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0330 Сера диоксид (516)



Макс концентрация 0.6533905 ПДК достигается в точке $x=632500$ $y=120008$
При опасном направлении 62° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137^*97
ФВД ДС-01 Актоты

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 2
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0333 Сероводород (518)



Макс концентрация 80.5305481 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 6.98 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137*97
ФВД ДС-01 Актоты

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 2
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0337 Углерод оксид (584)



Макс концентрация 0.2735175 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
ФВД ДС-01 Актоты

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 2
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
1702 Бугилмеркалтан (103)



Макс концентрация 0.8992673 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.98 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137*97
ФВД ДС-01 Актоты

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 2
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
1720 Прополимеркаптан (471)



Макс концентрация 2.6768165 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.94 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
ФВД ДС-01 Актоты

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 2
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
__30 0330+0333



Макс концентрация 81,0238953 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 7.06 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
ФВД ДС-01 Актоты

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 2
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
__31 0301+0330



Макс концентрация 6.4570398 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137^*97
ФВД ДС-01 Актоты

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 2
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
_Z1 Расчетная СЗЗ по МРК-2014



Макс концентрация 81,0238953 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137*97
Расчетная СЗЗ по МРК-2014

СЦЕНАРИЙ 1.3 – Вариант 1. Регламентный режим работы объектов острова DC-01 и НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел ВД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты, Вариант 2 Вар.№ 3
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0301 Азота диоксид (4)



Макс концентрация 5.9255667 ПДК достигается в точке $x=688500$ $y=164008$
При опасном направлении 102° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФВД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 3
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0304 Азота оксид (6)



Макс концентрация 0.4814036 ПДК достигается в точке $x=688500$ $y=164008$
При опасном направлении 102° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
ФВД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 3
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0328 Сажа (583)



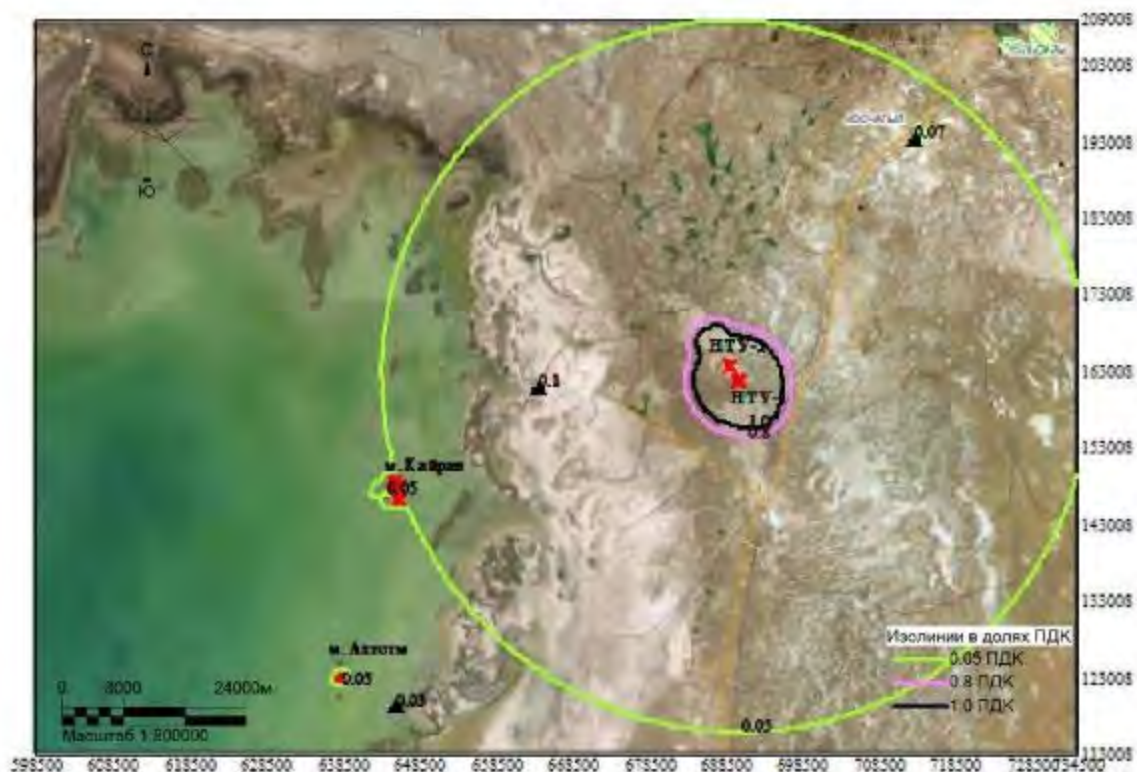
Макс концентрация 0.609301 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
ФВД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 3
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0330 Сера диоксид (516)



Макс концентрация 0.8028534 ПДК достигается в точке $x=682500$ $y=173008$
При опасном направлении 145° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
ФВД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 3
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0333 Сероводород (518)



Макс концентрация 80.5302124 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 6.98 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
ФВД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 3
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
1702 Бугилмеркалтан (103)



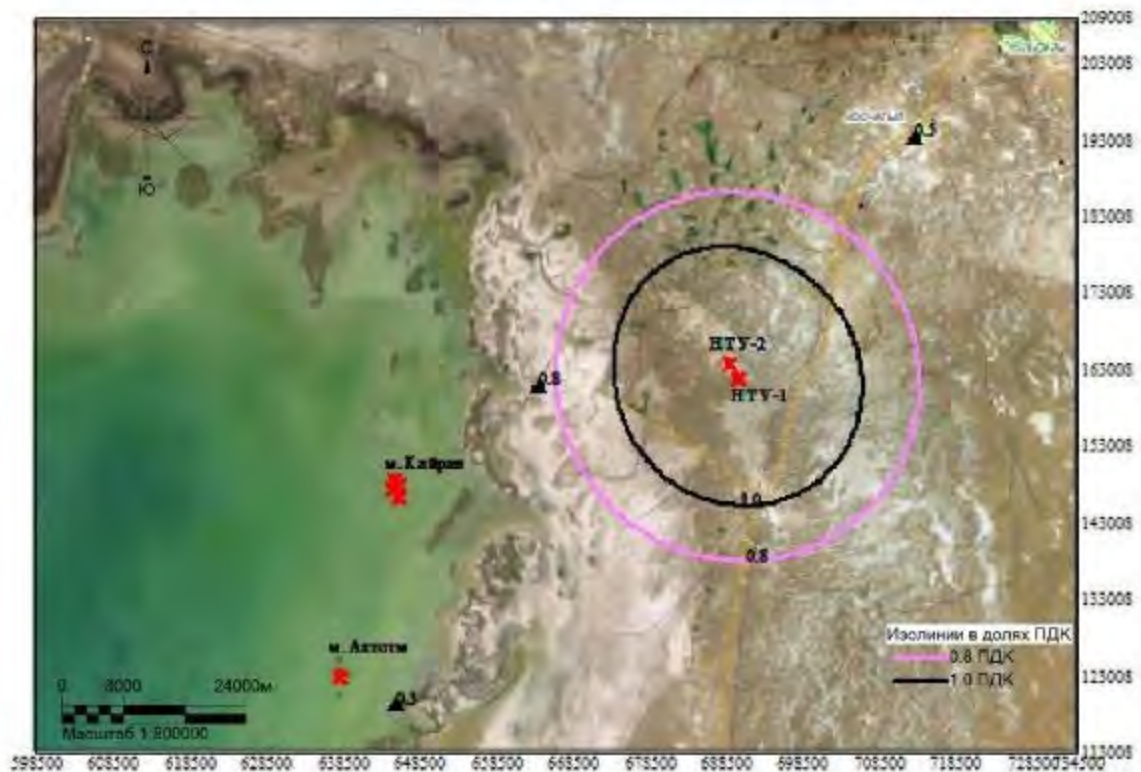
Макс концентрация 0.8992671 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.98 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97'$
ФВД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 3
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
1720 Прополимеркаптан (471)



Макс концентрация 2.6768157 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.94 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
ФВД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 3
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
__30 0330+0333



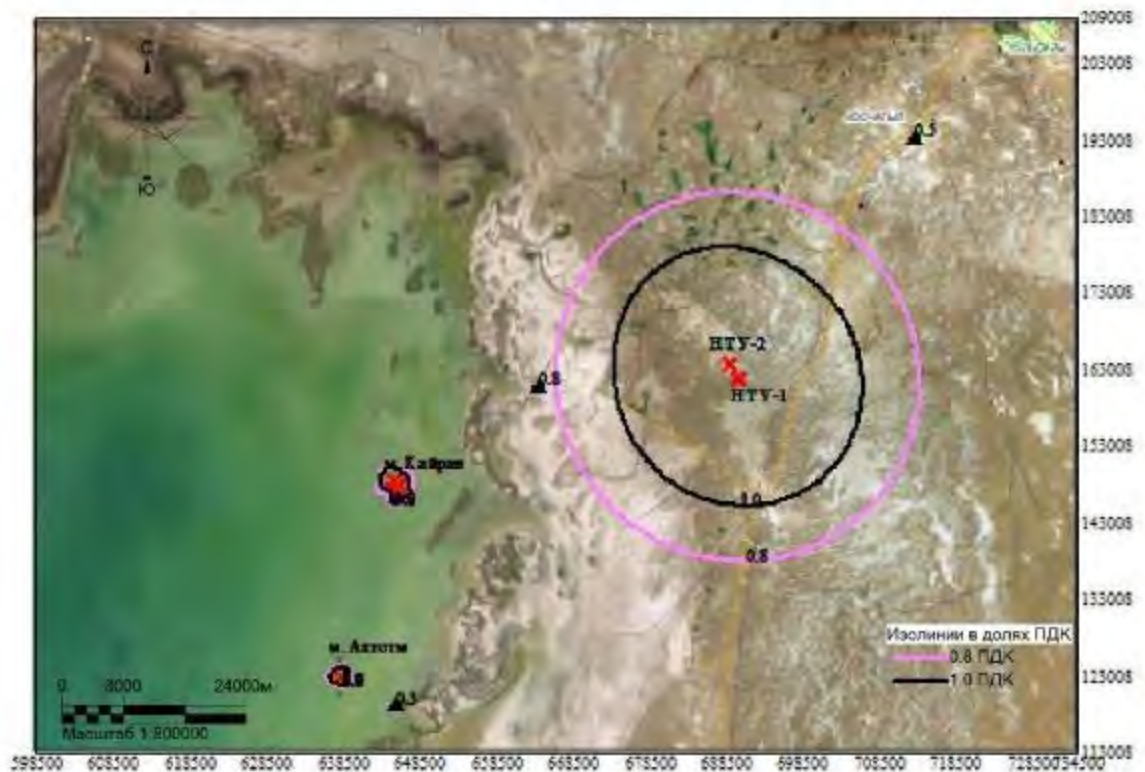
Макс концентрация 81.0173798 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 7.13 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97'$
ФВД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 3
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
__31 0301+0330



Макс концентрация 6.4533286 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
ФВД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 3
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
_Z1 Расчетная СЗЗ по МРК-2014



Макс концентрация 81,0173798 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137*97
Расчетная СЗЗ по МРК-2014

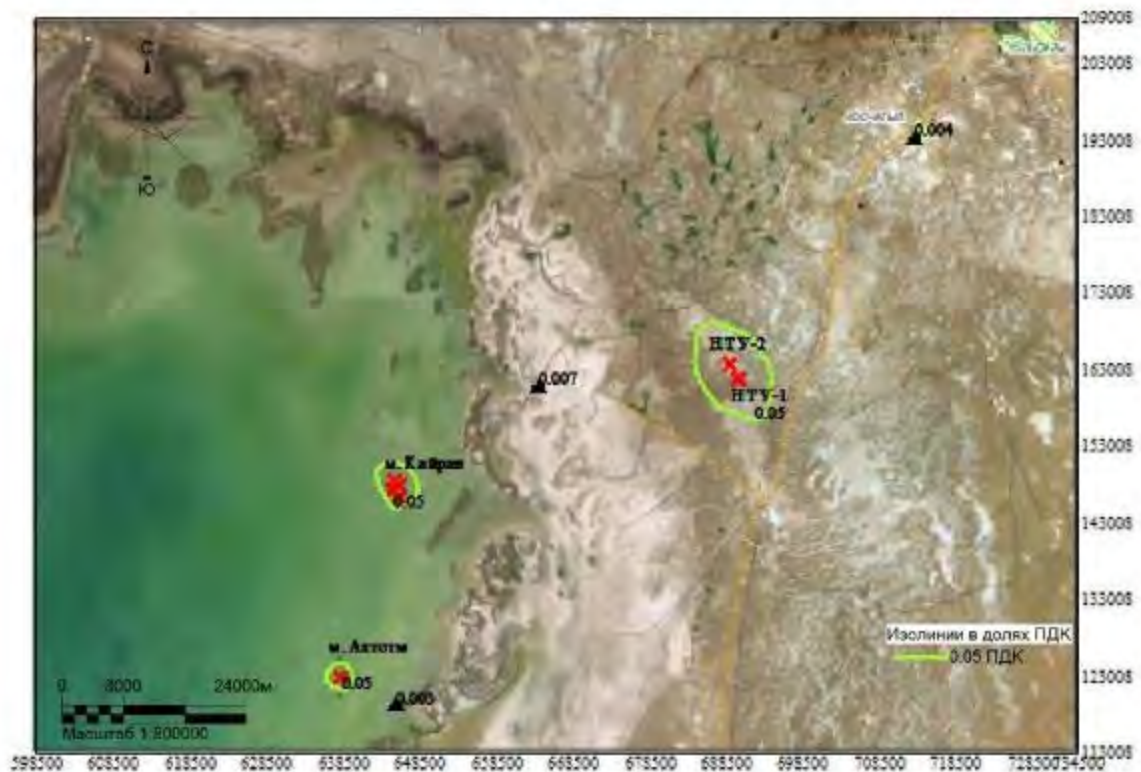
СЦЕНАРИЙ 1.4 – Вариант 1. Регламентный режим работы объектов острова DC-01 и НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел НД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты, Вариант 2 Вар.№ 4
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0301 Азота диоксид (4)



Макс концентрация 5.9255667 ПДК достигается в точке $x=688500$ $y=164008$
При опасном направлении 102° и опасной скорости ветра 8 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФНД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 4
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0304 Азота оксид (6)



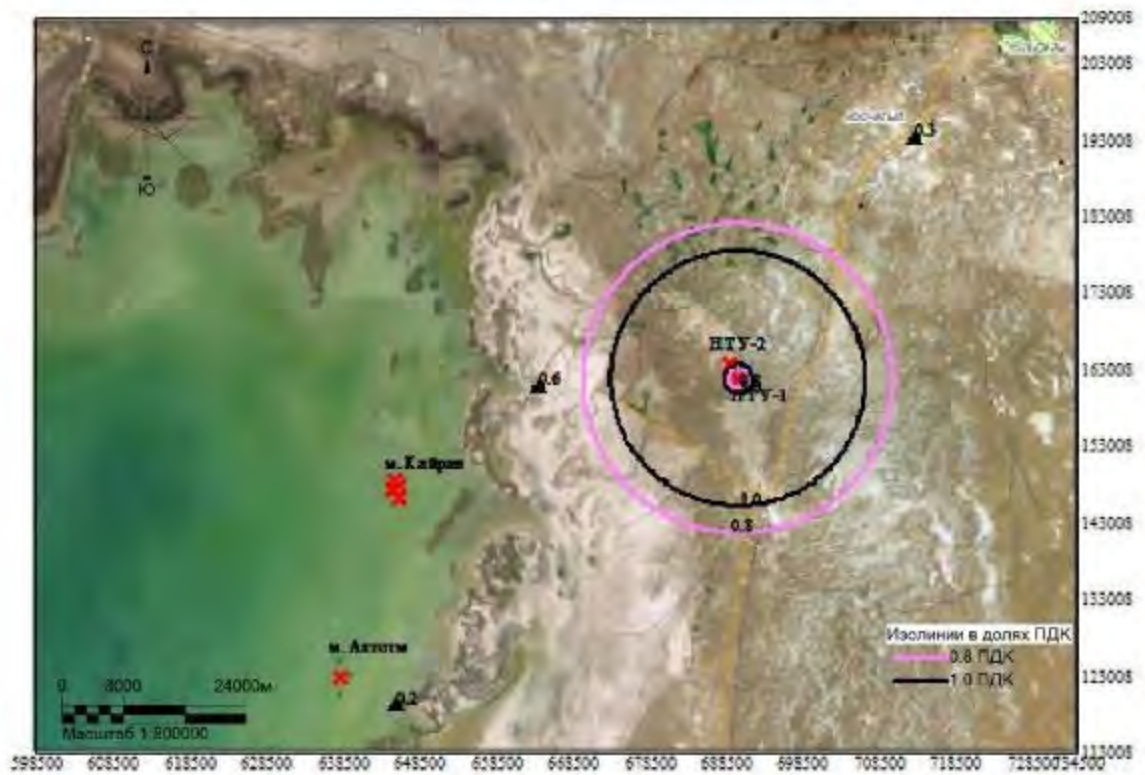
Макс концентрация 0.4814036 ПДК достигается в точке $x=688500$ $y=164008$
При опасном направлении 102° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
ФНД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 4
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0328 Сажа (583)



Макс концентрация 0,6060873 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
ФНД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 4
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0330 Сера диоксид (516)



Макс концентрация 2.0122988 ПДК достигается в точке $x=687500$ $y=166008$
При опасном направлении 146° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
ФНД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 4
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0333 Сероводород (518)



Макс концентрация 80,5306473 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 6,98 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137*97
ФНД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 4
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0337 Углерод оксид (584)



Макс концентрация 0.2733414 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
ФНД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 4
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
1702 Бутилмеркапан (103)



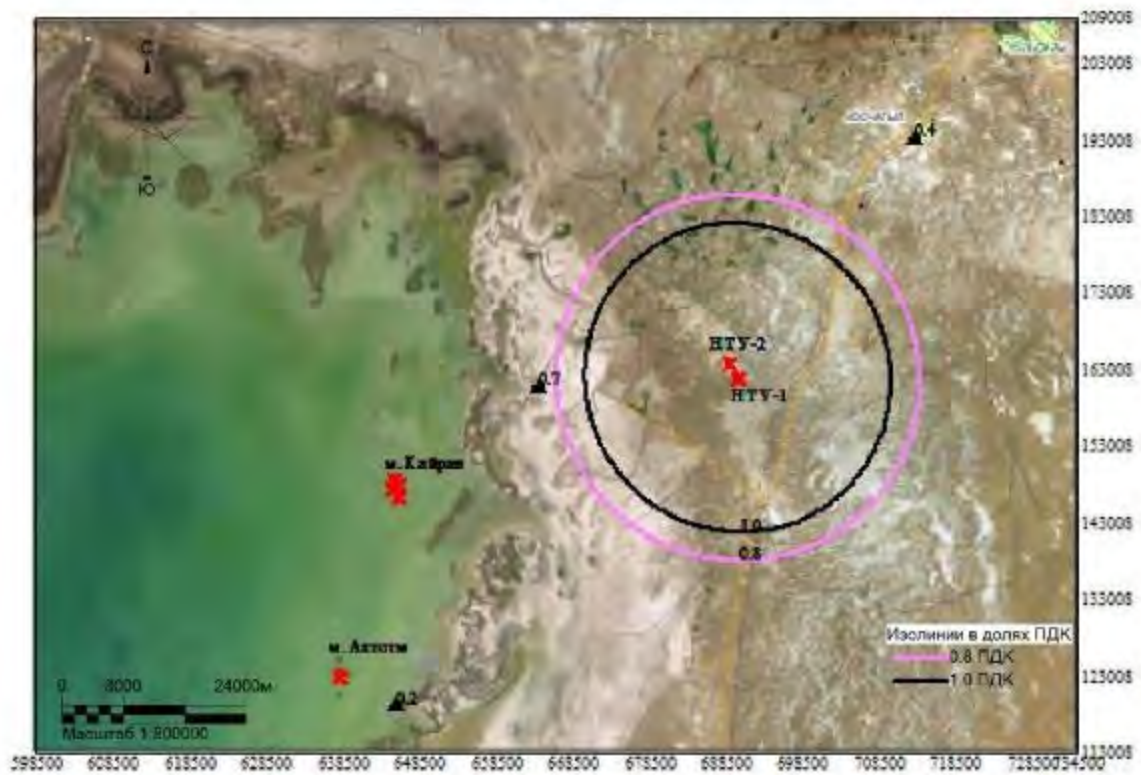
Макс концентрация 0.8992672 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.98 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137*97
ФНД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 4
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
1720 Прополимеркаптан (471)



Макс концентрация 2.676816 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.94 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
ФНД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 4
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
__30 0330+0333



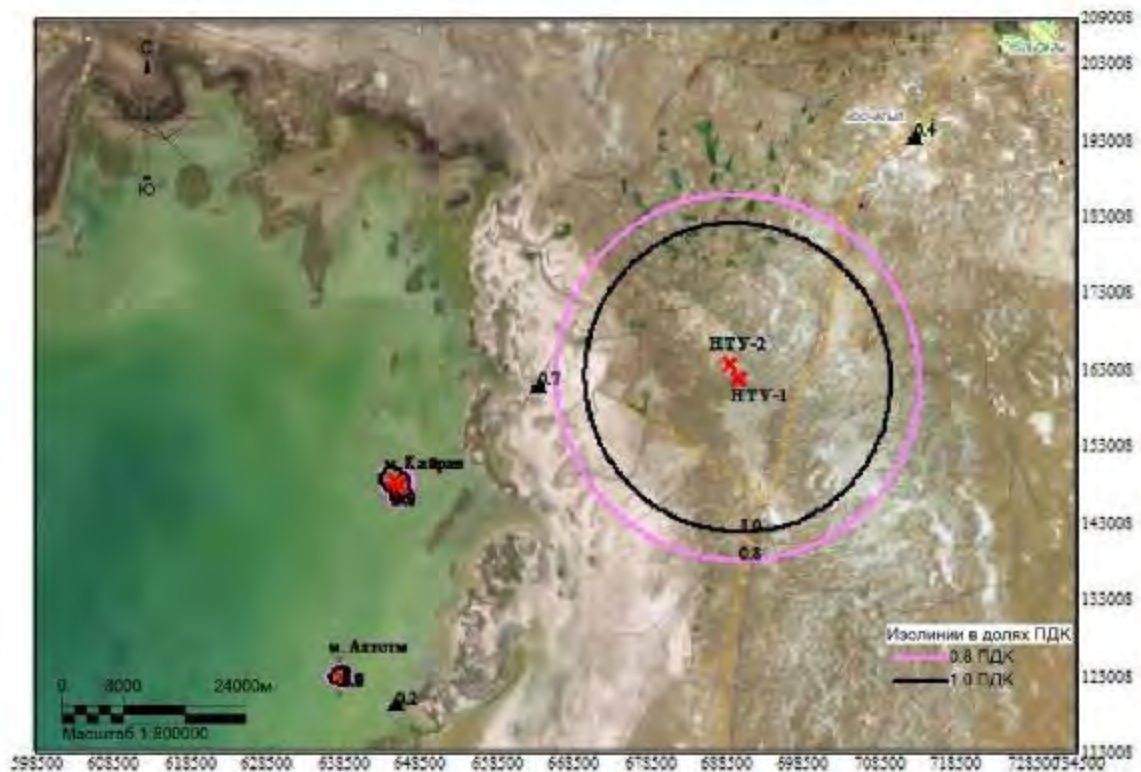
Макс концентрация 81,0264435 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра $7,14$ м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
ФНД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 4
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
__31 0301+0330



Макс концентрация 6.4744449 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
ФНД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0010 м.Актоты. Вариант 2 Вар.№ 4
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
_Z1 Расчетная СЗЗ по МРК-2014



Макс концентрация 81,0264435 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137*97
Расчетная СЗЗ по МРК-2014

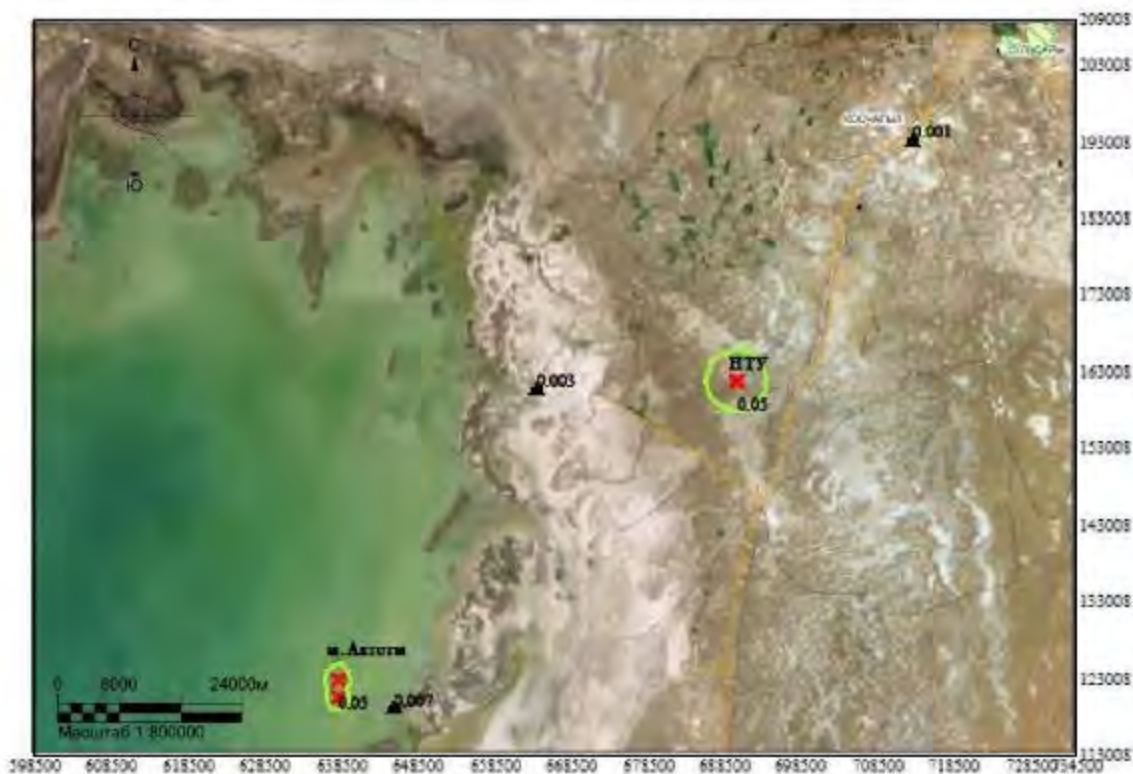
СЦЕНАРИЙ 2.1 – Вариант 2. Регламентный режим работы объектов островов DC-01, DC-02 и НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0301 Азота диоксид (4)



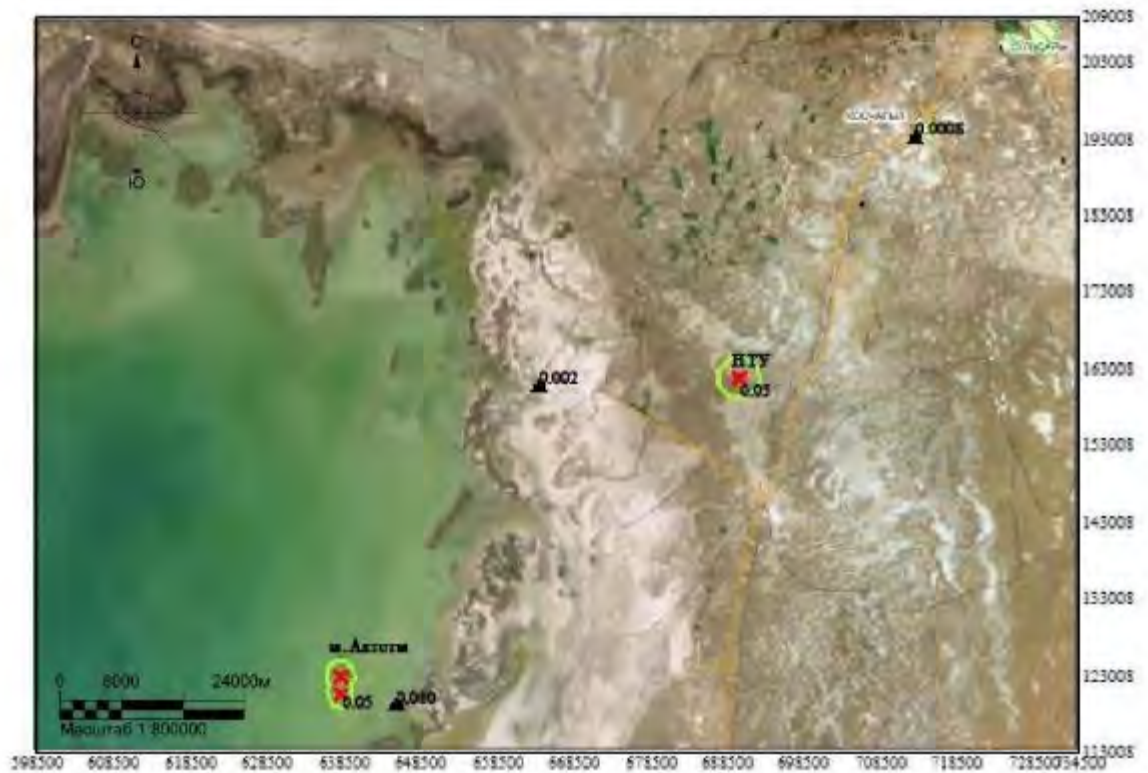
Макс концентрация 8.8571558 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 5.32 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137*97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0304 Азота оксид (6)



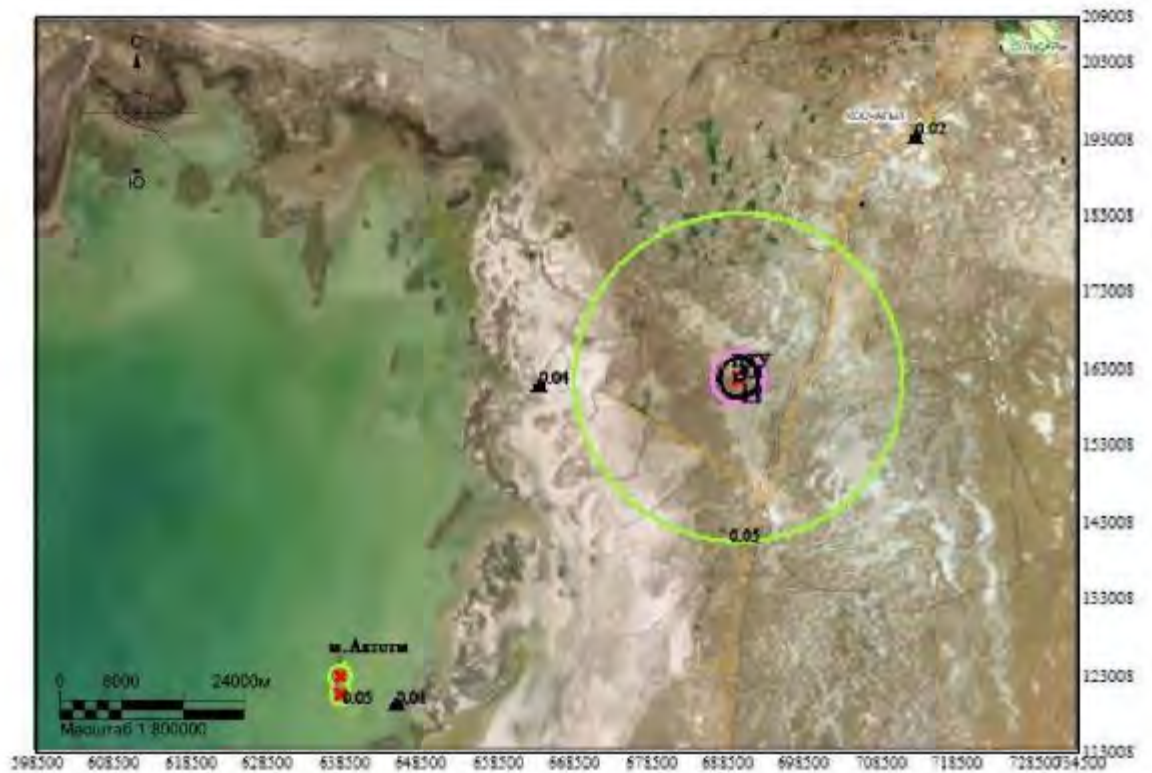
Макс концентрация 0.6911303 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 5.24 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0328 Сажа (583)



Макс концентрация 0.7700585 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 5.32 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0330 Сера диоксид (516)



Макс концентрация 1.2821887 ПДК достигается в точке $x=691500$ $y=162008$
При опасном направлении 265° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0331 Сера элементарная (1125')



Макс концентрация 9.500843 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0333 Сероводород (518)



Макс концентрация 64.8583984 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.87 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0337 Углерод оксид (584)



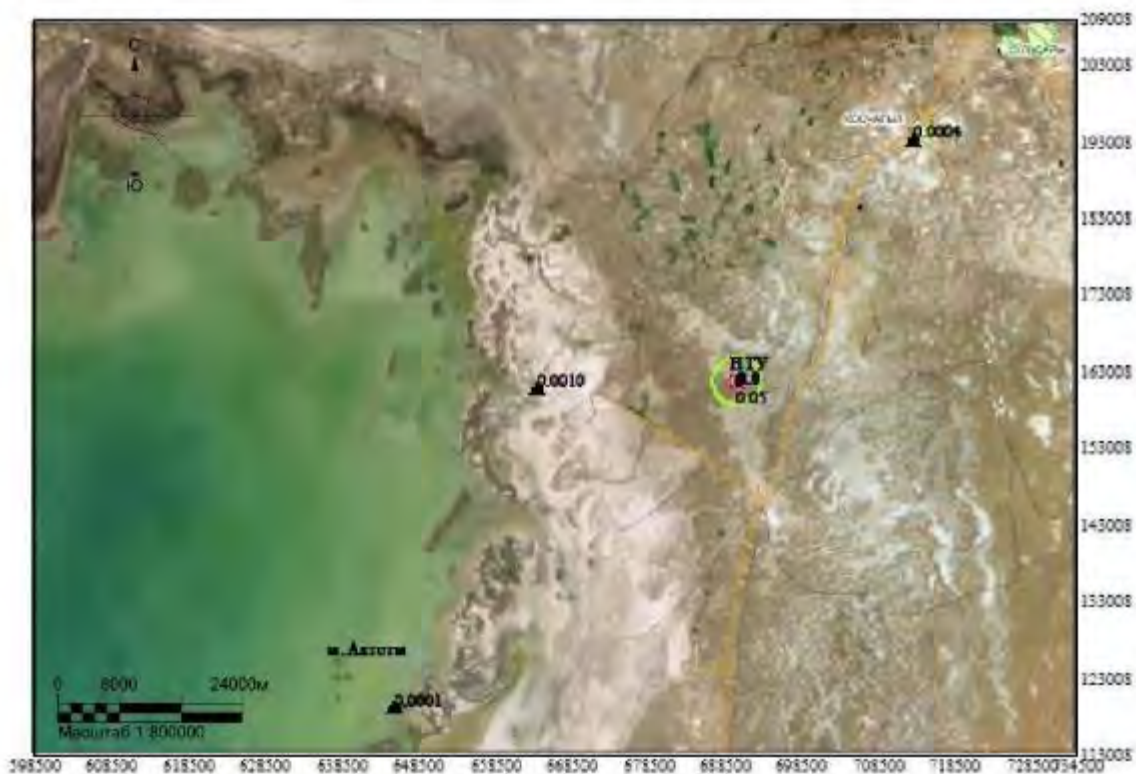
Макс концентрация 0.3704559 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 3.9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0616 Ксилол (322)



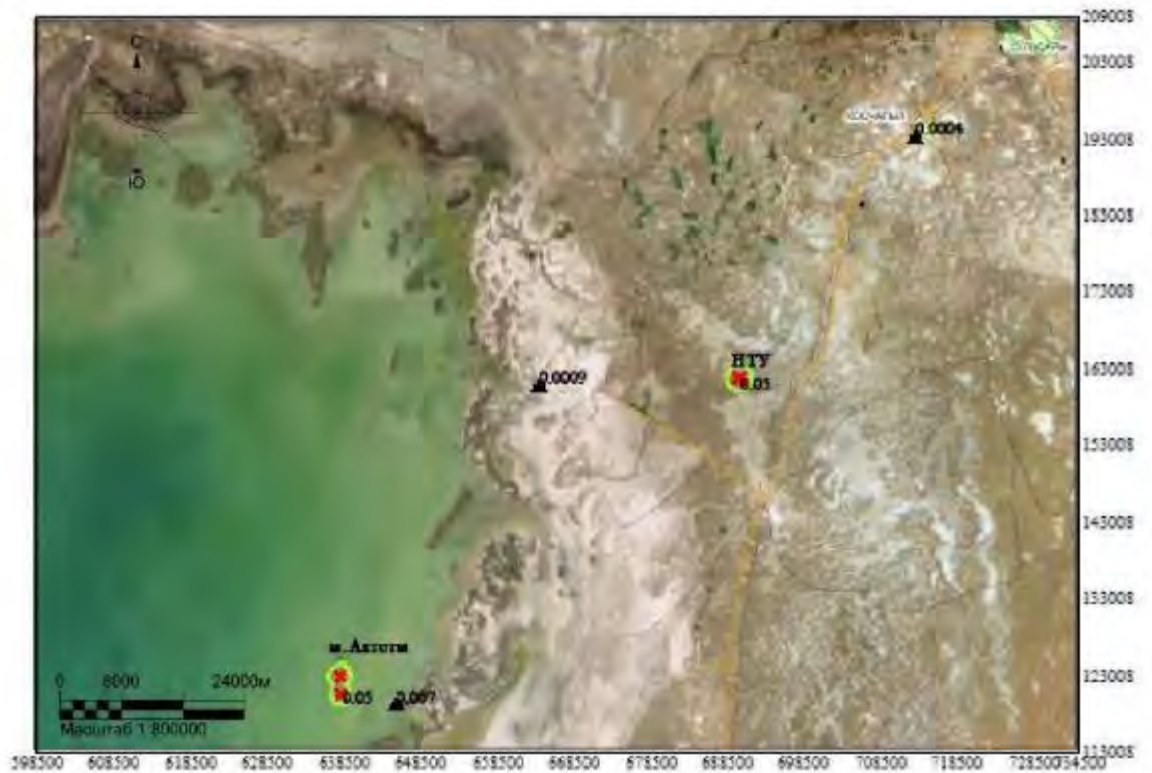
Макс концентрация 4.1015615 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
1210 Бутилацетат (110)



Макс концентрация 2.2909267 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
1325 Формальдегид (609)



Макс концентрация 0.5171965 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 5.61 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
1702 Бутипмеркаптан (103)



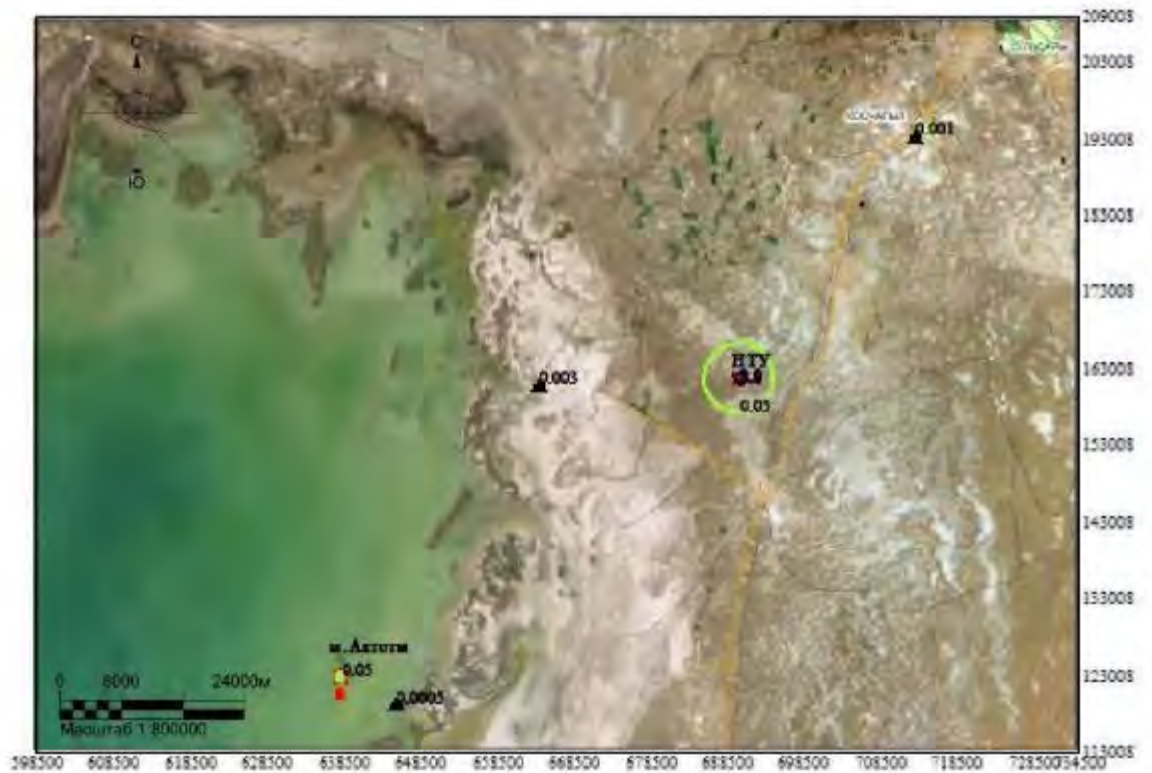
Макс концентрация 2.2511067 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.97 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
1716 Смесь природных меркаптанов (526)



Макс концентрация 0.8394228 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.66 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
1720 Пропилмеркаптан (471)



Макс концентрация 3.3062568 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 1.06 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
1728 Этилмеркаптан (668)



Макс концентрация 18.7990437 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 6.89 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
2735 Масло минеральное нефтяное (716^а)



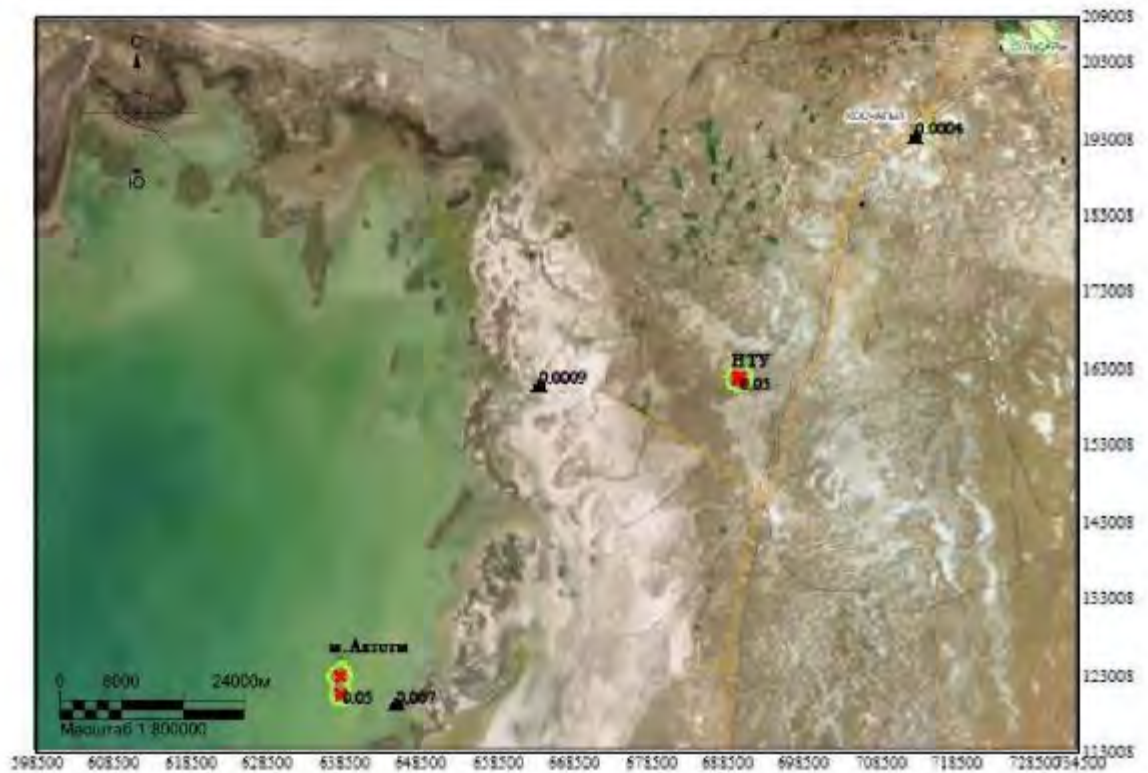
Макс концентрация 1.5724065 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.93 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97'$
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
04 0303+0333+1325



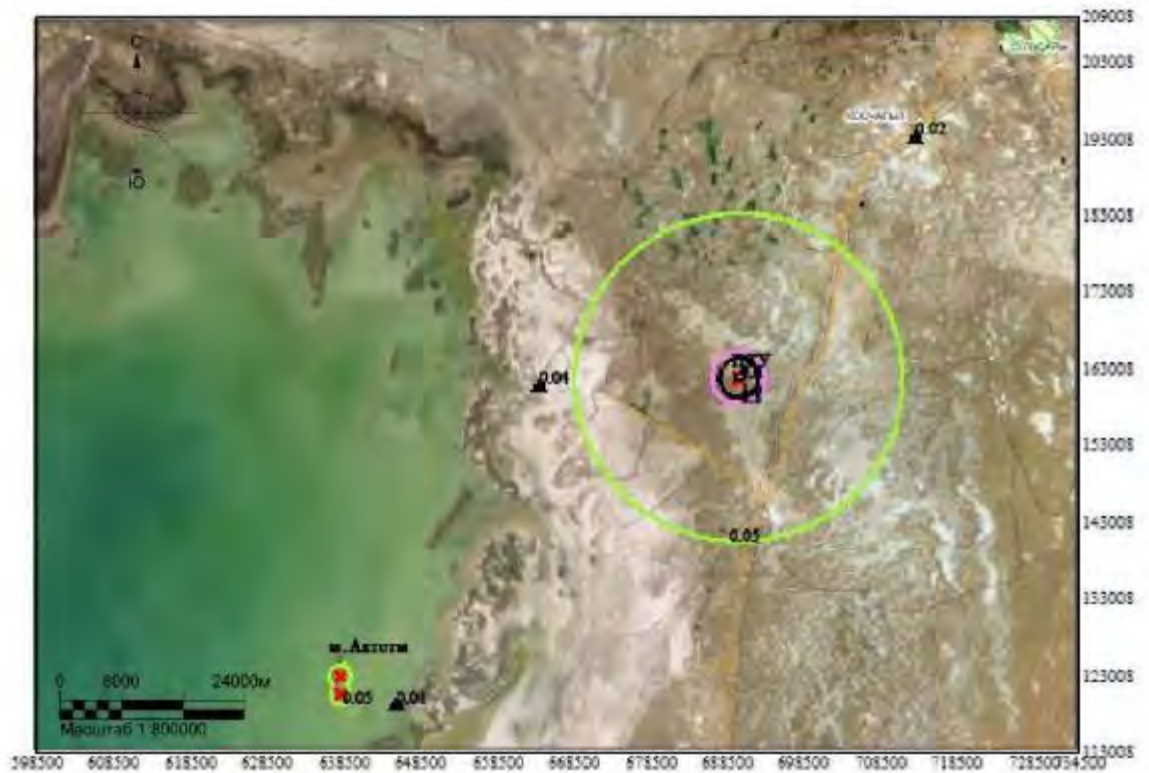
Макс концентрация 65.1708679 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.87 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек $137^{\circ}97$
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
05 0303+1325



Макс концентрация 0.5171965 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 5.61 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
28 0322+0330



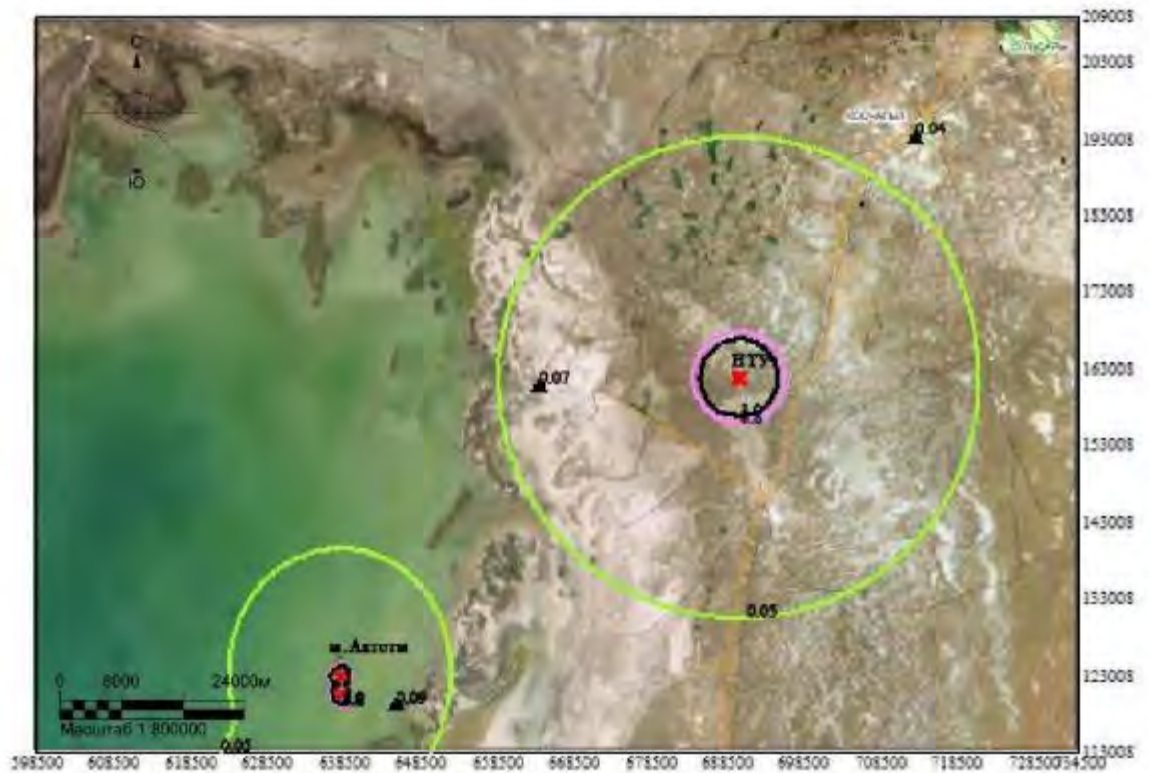
Макс концентрация 1.2821914 ПДК достигается в точке $x=691500$ $y=162008$
При опасном направлении 265° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
30 0330+0333



Макс концентрация 65.4193726 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.88 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
31 0301+0330



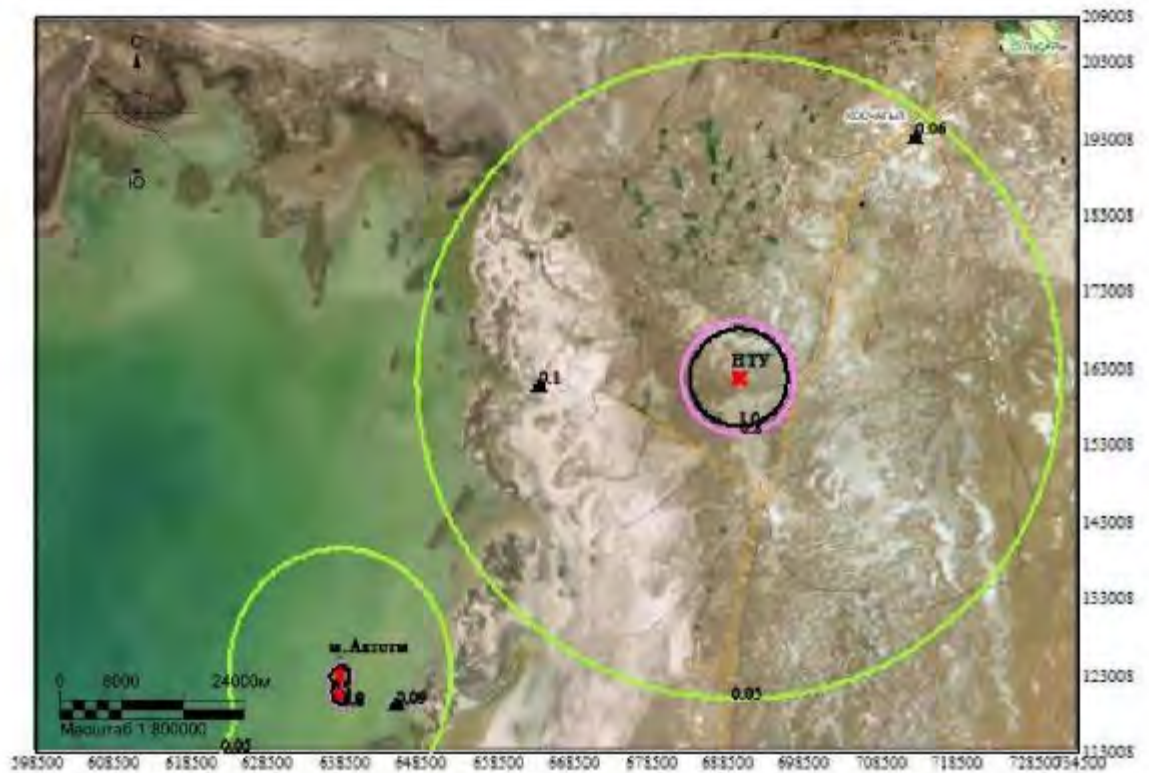
Макс концентрация 9.6195478 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 5.32 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
39 0333+1325



Макс концентрация 65.1708603 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.87 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137*97
Регламент

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
_Z1 Расчетная СЗЗ по МРК-2014



Макс концентрация 65.4193726 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137*97
Расчетная СЗЗ по МРК-2014

СЦЕНАРИЙ 2.2 – Вариант 2. Регламентный режим работы объектов НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел ВД острова DC-01

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
0301 Азота диоксид (4)



Макс концентрация 8.857213 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 5.32 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137*97
ФВД DC-01 Актоты

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0304 Азота оксид (6)



Макс концентрация 0.6911349 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 5.24 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФВД DC-01 Актоты

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0328 Сажа (583)



Макс концентрация 0.7701743 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 5.32 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФВД DC-01 Актоты

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0330 Сера диоксид (516)



Макс концентрация 1.2821887 ПДК достигается в точке $x=691500$ $y=162008$
При опасном направлении 265° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФВД DC-01 Актоты

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0333 Сероводород (518)



Макс концентрация 64.8584061 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.87 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФВД DC-01 Актоты

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0337 Углерод оксид (584)



Макс концентрация 0.3704699 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 3.9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФВД DC-01 Актоты

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
1702 Бутилмеркаптан (103)



Макс концентрация 2.2511067 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.97 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФВД DC-01 Актоты

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
1720 Пропилмеркаптан (471)



Макс концентрация 3.3062563 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 1.06 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФВД DC-01 Актоты

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
30 0330+0333



Макс концентрация 65.4195023 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.88 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФВД DC-01 Актоты

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
31 0301+0330



Макс концентрация 9.6258011 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 5.32 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФВД DC-01 Актоты

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
Z1 Расчетная СЗЗ по МРК-2014



Макс концентрация 65.4195023 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137*97
Расчетная СЗЗ по МРК-2014

СЦЕНАРИЙ 2.3 – Вариант 2. Регламентный режим работы объектов островов DC-01, DC-02 и НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел ВД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 3
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0301 Азота диоксид (4)



Макс концентрация 8.8570805 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 5.32 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137*97
ФВД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 3
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0304 Азота оксид (6)



Макс концентрация 0.691124 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 5.24 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФВД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 3
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0328 Сажа (583)



Макс концентрация 0.7691826 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 5.32 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФВД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 3
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0330 Сера диоксид (516)



Макс концентрация 2.025764 ПДК достигается в точке $x=696500$ $y=163008$
При опасном направлении 260° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФВД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 3
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0333 Сероводород (518)



Макс концентрация 64.8583984 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.87 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФВД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 3
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0337 Углерод оксид (584)



Макс концентрация 0.3704171 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 3.9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФВД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 3
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
1702 Бутилмеркаптан (103)



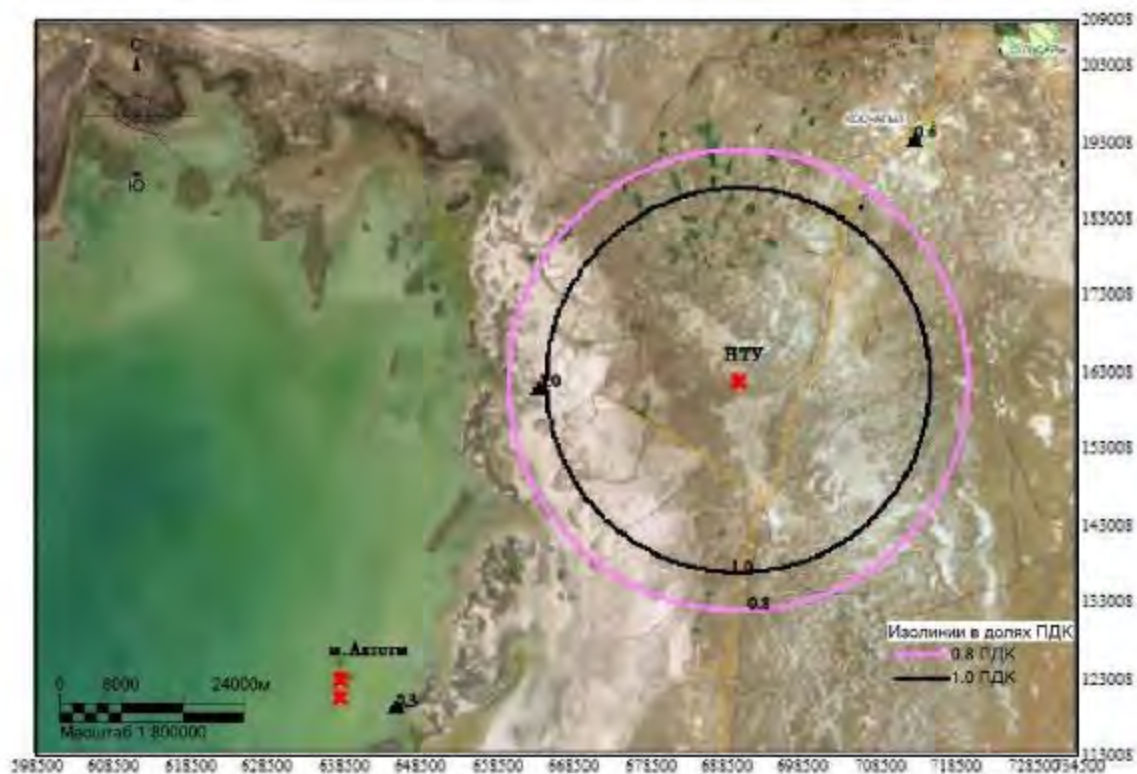
Макс концентрация 2.2511067 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.97 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФВД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 3
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
1720 Пропилмеркаптан (471)



Макс концентрация 3.3062563 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 1.06 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФВД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 3
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
30 0330+0333



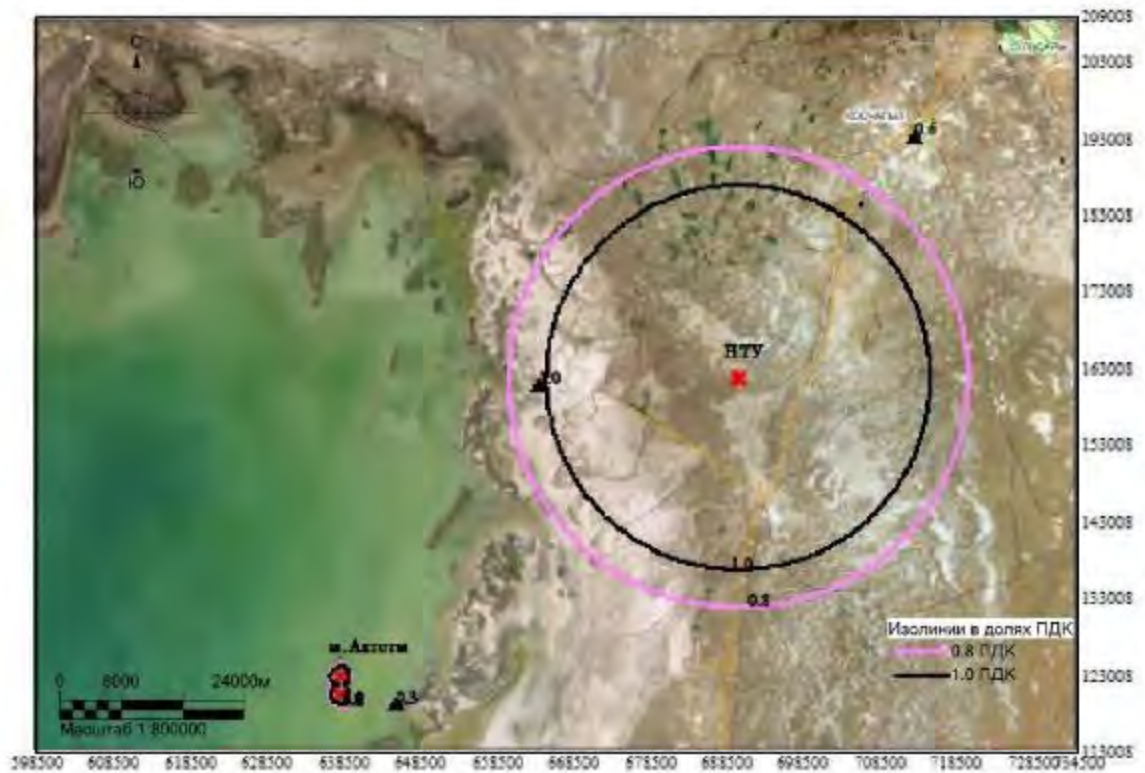
Макс концентрация 65.4193039 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.88 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФВД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 3
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
__ 31 0301+0330



Макс концентрация 9.619771 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 5.32 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФВД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 3
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
Z1 Расчетная СЗЗ по МРК-2014



Макс концентрация 65.4193039 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137*97
Расчетная СЗЗ по МРК-2014

СЦЕНАРИЙ 2.4 – Вариант 2. Регламентный режим работы объектов островов DC-01, DC-02 и НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и периодический сброс сырого газа на факел НД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 4
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0301 Азота диоксид (4)



Макс концентрация 8.85606 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 5.32 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137*97
ФНД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 4
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0304 Азота оксид (6)



Макс концентрация 0.6910404 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 5.24 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФНД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 4
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0328 Сажа (583)



Макс концентрация 0.7611318 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 5.37 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФНД ИТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 4
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0330 Сера диоксид (516)



Макс концентрация 2.2721899 ПДК достигается в точке $x=685500$ $y=163008$
При опасном направлении 103° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФНД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 4
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0333 Сероводород (518)



Макс концентрация 64.8583984 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.87 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФНД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 4
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0337 Углерод оксид (584)



Макс концентрация 0.3701929 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 3.47 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФНД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 4
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
1702 Бутилмеркаптан (103)



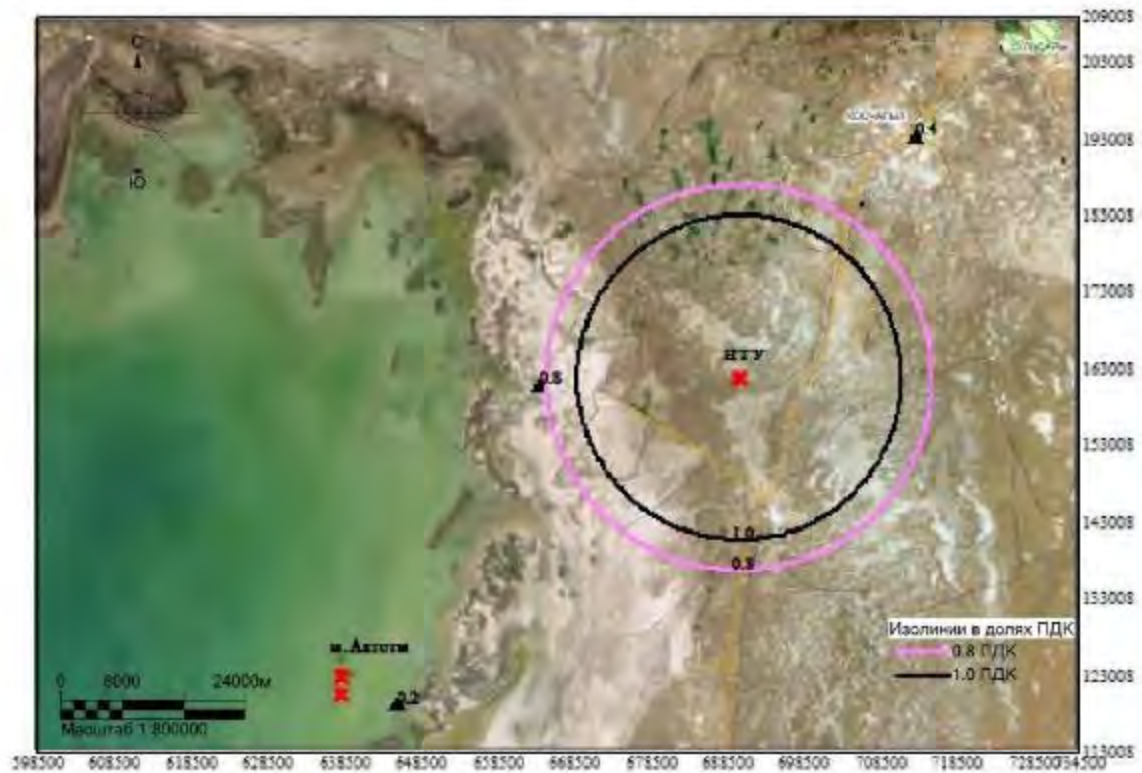
Макс концентрация 2.2511065 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.97 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФНД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 4
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
1720 Пропилмеркаптан (471)



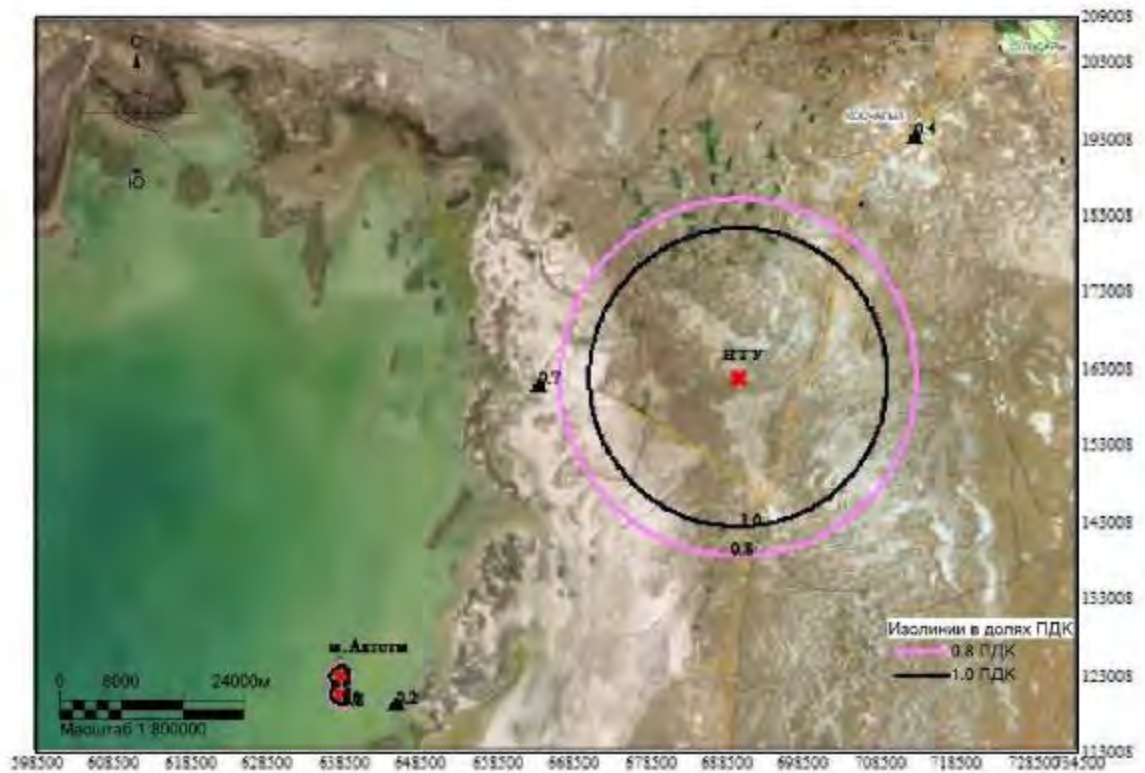
Макс концентрация 3.3062558 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 1.06 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФНД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 4
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
30 0330+0333



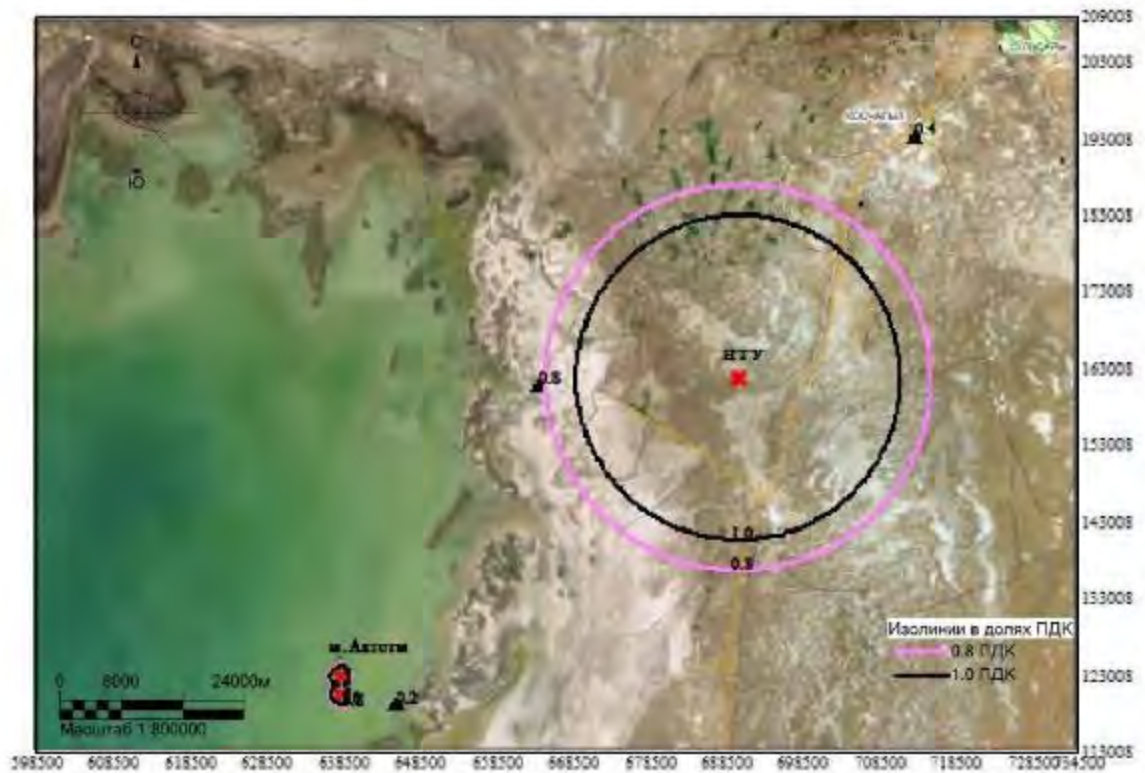
Макс концентрация 65.4193649 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.88 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФНД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 4
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
31 0301+0330



Макс концентрация 9.6208916 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 5.32 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
ФНД НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 4
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
Z1 Расчетная СЗЗ по МРК-2014



Макс концентрация 65.4193649 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137*97
Расчетная СЗЗ по МРК-2014

СЦЕНАРИЙ 2.5 – Вариант 2. Регламентный режим работы объектов островов DC-01, DC-02 и НТУ с постоянным сжиганием на факельных установках и байпас на термоокислители НТУ

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 5
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0301 Азота диоксид (4)



Макс концентрация 8.8658657 ПДК достигается в точке $x= 690500$ $y= 162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 5.32 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137*97
Байпас на ТО

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 5
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0304 Азота оксид (6)



Макс концентрация 0.6918184 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 5.27 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
Байпас на ТО

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 5
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0330 Сера диоксид (516)



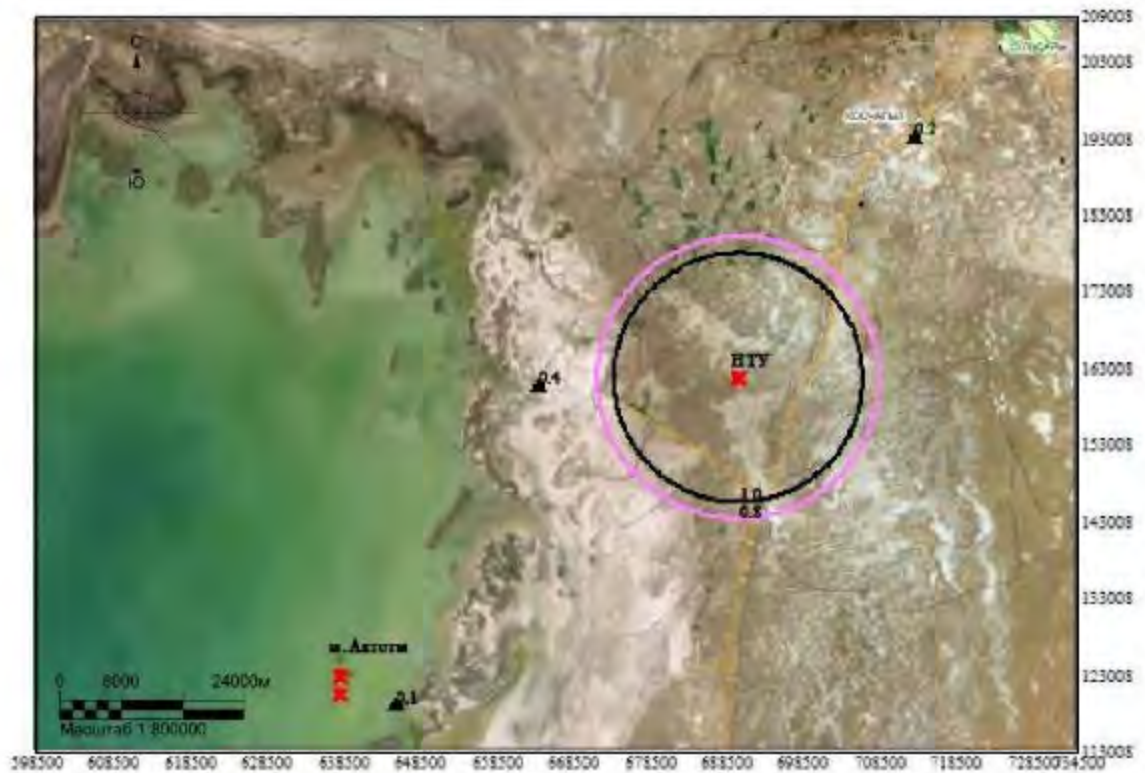
Макс концентрация 12.0389404 ПДК достигается в точке $x=691500$ $y=161008$
При опасном направлении 306° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
Байпас на ТО

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 5
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
0333 Сероводород (518)



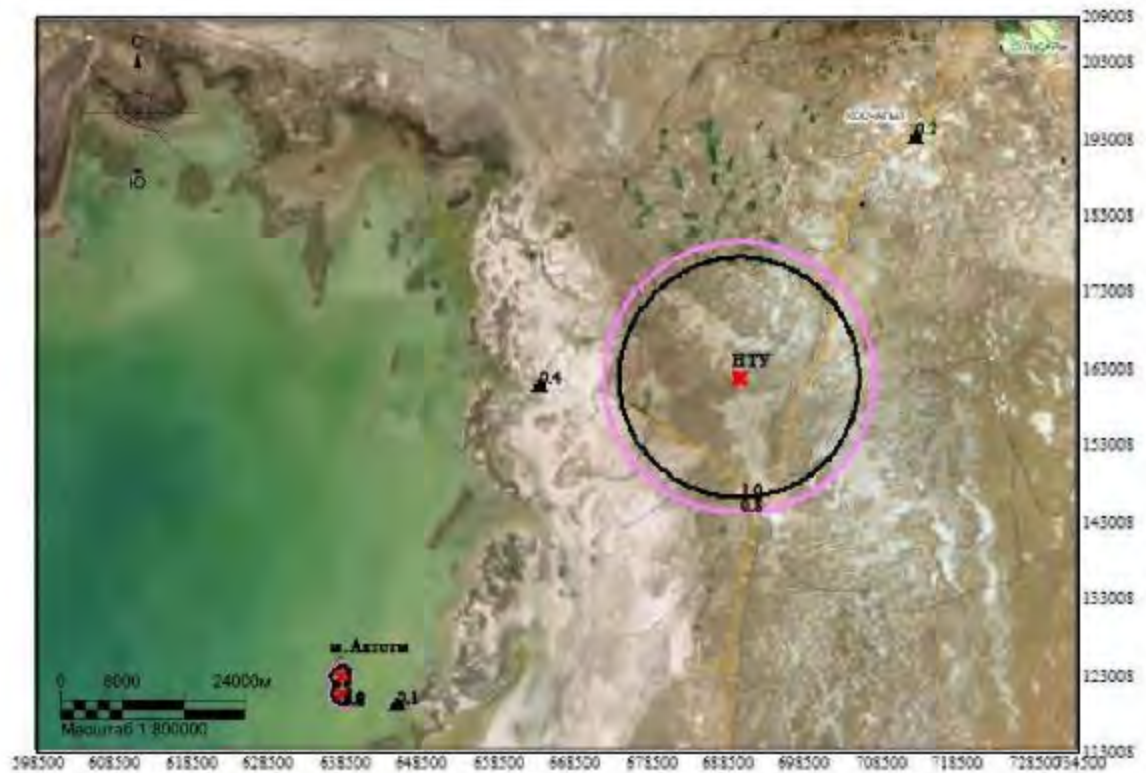
Макс концентрация 64.8583984 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.87 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
Байпас на ТО

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 5
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
30 0330+0333



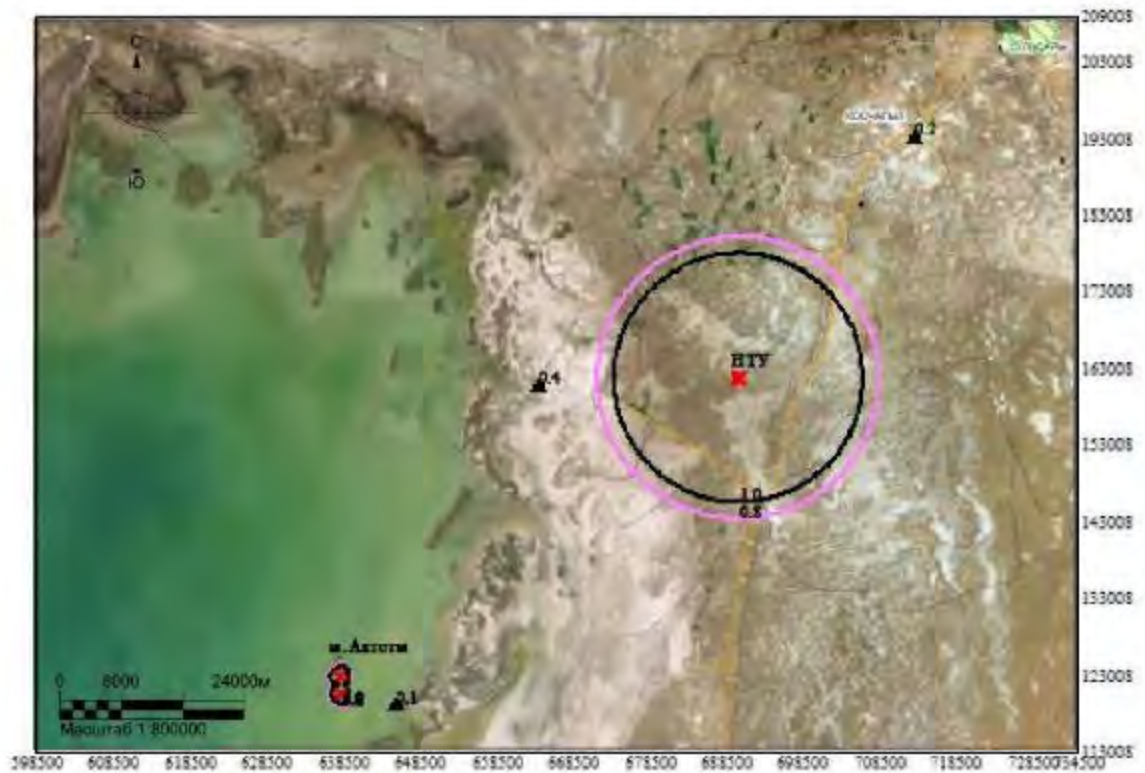
Макс концентрация 65.4206314 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
При опасном направлении 246° и опасной скорости ветра 0.88 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
Байпас на ТО

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 5
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
31 0301+0330



Макс концентрация 13.9866409 ПДК достигается в точке $x=689500$ $y=163008$
При опасном направлении 146° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137×97
Байпас на ТО

Город : 030 Кульсары
Объект : 0003 м.Актоты. Вариант 1 Вар.№ 5
ПК ЭРА-ГАЗ v3.0 Модель: МРК-2014
Z1 Расчетная СЗЗ по МРК-2014



Макс концентрация 65.4206314 ПДК достигается в точке $x=690500$ $y=162008$
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 136000 м, высота 96000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 137*97
Расчетная СЗЗ по МРК-2014