

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз»



ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДУНГА
(по состоянию изученности на 01.07.2025 г.)

Заказ-наряд №6 к Договору №46/2024АК/8600007125 от 26.07.2024 г.

**ТОМ 2. ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ
НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ**

Заместитель директора по
производству
Филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»
«КазНИПИмунайгаз»



О. Сарбопеев

г. Актау, 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник управления экологии		Э. Хаманова
Ответственный исполнитель: Ведущий инженер		М. Алдакова
Ведущий инженер		А. Сабирова
Старший инженер		А. Кусаинов
Старший инженер		М. Джабыкпаева
Инженер		А. Сатканкул
Инженер управления информационного обеспечения		А. Еремян



СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ	2
СОДЕРЖАНИЕ	3
СПИСОК РИСУНКОВ.....	12
ВВЕДЕНИЕ	13
1. ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, В ОТНОШЕНИИ КОТОРОЙ СОСТАВЛЕН ОТЧЕТ	17
1.1 ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ЕГО КООРДИНАТЫ.....	17
1.1.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОВЕРХНОСТНЫХ И ПОДЗЕМНЫХ ВОД	26
1.1.2 ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ	28
1.1.3 ЛАНДШАФТ.....	35
1.1.4 ОСОБО ОХРАНЯЕМЫЕ ПРИРОДНЫЕ ТЕРРИТОРИИ И ОБЪЕКТЫ ИСТОРИКО-КУЛЬТУРНОГО НАСЛЕДИЯ	36
1.2 ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПРЕДПОЛАГАЕМОЙ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ НА МОМЕНТ СОСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТА	39
1.2.1 АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ.....	40
1.2.2 ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ	45
1.2.3 ПОЧВЫ	51
1.2.4 БИОРАЗНООБРАЗИЕ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА	52
1.2.4.1 Растительность.....	52
1.2.4.2 Редкие, эндемичные виды растений, занесенные в «Красную книгу» Казахстана ..	59
1.2.4.3 Животный мир месторождения.....	60
1.2.4.4 Редкие, исчезающие и особо охраняемые виды животного мира, внесенные в Красную книгу Казахстана.....	62
1.2.5 РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА	66
1.2.6 ИНФОРМАЦИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГОСУДАРСТВЕННОГО МОНИТОРИНГА (РГП «КАЗГИДРОМЕТ») ..	69
1.3 ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ	70
1.4 ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ИХ МОЩНОСТЬ, ГАБАРИТЫ (ПЛОЩАДЬ ЗАНИМАЕМЫХ ЗЕМЕЛЬ, ВЫСОТА), ДРУГИЕ ФИЗИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОБ ОЖИДАЕМОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ, ЕГО ПОТРЕБНОСТИ В ЭНЕРГИИ, ПРИРОДНЫХ РЕСУРСАХ, СЫРЬЕ И МАТЕРИАЛАХ	71
1.4.1 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ.....	71
1.4.2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	74
1.4.3 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	80
1.4.3.1. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин.....	80
1.4.4 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И БОРЬБЕ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ	84
1.4.5 РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН	86
1.4.5.1 ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ПРОМЫСЛОВОГО СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН	86
1.4.5.2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ЦПС	87
1.4.5.3 УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ ГАЗА (УПГ)	90
1.4.5.4 ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ОБУСТРОЙСТВУ СИСТЕМЫ НЕФТЕСБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ДУНГА	96
1.4.6 РЕКОМЕНДАЦИИ К РАЗРАБОТКЕ ПРОГРАММЫ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ (УТИЛИЗАЦИИ) ГАЗА	101



1.4.7 РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ ППД, КАЧЕСТВУ ИСПОЛЪЗУЕМОГО АГЕНТА	102
1.4.7.1. Текущий технологический процесс системы ППД.....	103
1.4.7.2 Рекомендации к качеству закачиваемых вод.....	108
1.4.7.3 Проектные решения по системе ППД.....	110
1.4.7.4 Рекомендации по системе ППД	112
1.4.8 РЕКОМЕНДАЦИИ К ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКЕ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ЗАКАЧКИ РАБОЧИХ АГЕНТОВ В ПЛАСТ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ	112
1.4.9 ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ	114
1.4.10 РЕКОМЕНДАЦИИ К МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	118
1.4.10 ПЛОЩАДЬ ЗАНИМАЕМЫХ ЗЕМЕЛЬ	120
1.4.11 СВЕДЕНИЯ ОБ ОЖИДАЕМОЙ ПОТРЕБНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ В ЭНЕРГИИ, ПРИРОДНЫХ РЕСУРСАХ, СЫРЬЕ И МАТЕРИАЛАХ	120
1.4.12 ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	121
1.5 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ЭМИССИЙ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ИНЫХ НЕГАТИВНЫХ АНТРОПОГЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	121
1.5.1 ВОЗДЕЙСТВИЕ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	122
1.5.1.1 Характеристика предприятия как источника загрязнения атмосферного воздуха на существующее положение	123
1.5.1.2 Источники и масштабы расчетного химического загрязнения. Обоснование предельных эмиссий загрязняющих веществ в атмосферу.	125
1.5.1.2.1 Характеристика возможных залповых выбросов	135
1.5.1.2.2 Обоснование предельных эмиссий в атмосферный воздух.....	135
1.5.1.3 Анализ предельных эмиссий в атмосферный воздух по вариантам разработки месторождения.....	140
1.5.1.4 Расчет ожидаемого уровня загрязнения атмосферного воздуха, создаваемого источниками выбросов	142
1.5.1.5 Анализ результатов расчета химического загрязнения атмосферы	144
1.5.1.6 Уточнение размера санитарно-защитной зоны.....	144
1.5.1.6.1 Требования к озеленению санитарно-защитной зоны	145
1.5.1.7 Уточнение границ области воздействия объекта	145
1.5.1.8 Мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферный воздух. Внедрение малоотходных и безотходных технологий	146
1.5.1.9 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий	150
1.5.1.10 Возможные существенные воздействия на атмосферный воздух.....	153
1.5.2 ВОЗДЕЙСТВИЕ НА СОСТОЯНИЕ ВОД.....	155
1.5.2.1 Характеристика современного состояния подземных вод	155
1.5.2.2 Характеристика водопотребления и водоотведения	158
1.5.2.3 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности. Требования к качеству используемой воды	160
1.5.2.4 Анализ предельного объема водопотребления при строительстве скважин по вариантам разработки месторождения.....	165
1.5.2.5 Система поддержания пластового давления	166



1.5.2.6	Предложения по организации экологического мониторинга подземных вод	166
1.5.2.7	Обоснование мероприятий по защите поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения	167
1.5.2.8	Оценка воздействия намечаемой деятельности на водные объекты, анализ вероятности их загрязнения и последствий возможного истощения вод	170
1.5.3	ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПОЧВЫ, РАСТИТЕЛЬНОСТЬ И ЖИВОТНЫЙ МИР	173
1.5.3.1	Краткая характеристика почв, растительности и животного мира	173
1.5.3.2	Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров и растительный мир, мероприятия по его снижению	180
1.5.3.3	Оценка воздействия намечаемой деятельности на почву и растительный покров	188
1.5.3.4	Характеристика ожидаемого воздействия на животный мир и мероприятия по его снижению	190
1.5.3.5	Оценка воздействия намечаемой деятельности на животный мир	192
1.5.3.6	Рекультивация нарушенных земель	192
1.5.3.7	Предложения по организации производственного мониторинга почв, растительного и животного мира	193
1.5.4	ВОЗДЕЙСТВИЕ НА НЕДРА	194
1.5.4.1	Факторы негативного воздействия на геологическую среду (недра)	194
1.5.4.2	Технологические аспекты воздействия на геологическую среду (недра)	195
1.5.4.3	Оценка воздействия проектируемых работ на геологическую среду (недра)	197
1.5.4.4	Природоохранные рекомендации по предотвращению возможного негативного воздействия на геологическую среду (недра)	198
1.5.5	ВОЗДЕЙСТВИЕ ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ	203
1.5.5.1	Оценка возможных физических воздействий, а также их последствий	203
1.5.5.2	Характеристика радиационной обстановки в районе работ, природных и техногенных источников радиационного загрязнения. Радиационная безопасность	206
1.5.6	ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	209
1.5.6.1	Текущее состояние управления отходами на предприятии	209
1.5.6.2	Обоснование предельного количества образования и накопления отходов	223
1.5.6.3	Виды отходов, образующиеся в процессе строительства скважины	223
1.5.6.4	Предварительный расчет ожидаемых объемов образования отходов	228
1.5.6.5	Анализ предельного объема накопления отходов	232
1.5.6.6	Лимиты накопления отходов	235
1.5.6.7	Оценка воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду в части образования отходов	235
2.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ....	237
2.1	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	237
2.2	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	240
2.3	ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТА, ВЫБРАННОГО ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ	244
2.4	АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ВАРИАНТ	247



2.5 Жизнь и здоровье людей, условия их проживания и деятельности.....	247
2.6 ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	249
3. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	250
3.1 Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)	250
3.2 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)	251
3.3 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)	252
3.4 Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии - ориентировочно безопасных уровней воздействия на него).	253
3.5 Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем	253
3.6 Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты	256
4. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ.....	258
4.1 Исполъзования природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира - в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных).....	259
4.2 Эмиссии в окружающую среду, накопление отходов и их захоронение	259
4.3 ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	260
5. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	264
6. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ.....	264
7. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	265
8. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ	265
8.1 АНАЛИЗ РИСКОВ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ	266
8.1.1 ВЕРОЯТНОСТЬ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ И ПРОГНОЗ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЛЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	270
8.1.2 ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПРИ АВАРИИ.....	272



8.1.3 Мероприятия по предотвращению и ликвидации аварий.....	273
8.2 Анализ рисков возникновения аварийных ситуаций при обустройстве скважин, строительстве и эксплуатации нового технологического оборудования установок и трубопроводов	274
8.2.1 Аварийные ситуации, обусловленные природными факторами	274
8.2.2 Аварийные ситуации, обусловленные антропогенными факторами при строительстве	275
8.2.3 Мероприятия по предотвращению аварийных ситуаций в период строительно-монтажных работ	276
8.2.4 Анализ возможных аварий в период эксплуатации объектов	277
8.2.5 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий.....	279
8.2.6 Разработка плана действий в чрезвычайных ситуациях по индивидуальному предупреждению и (или) ликвидации последствий загрязнения окружающей среды (загрязнения земельных ресурсов, атмосферного воздуха и водных ресурсов).	281
9. ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРИ НАЛИЧИИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ - ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННОЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ).....	283
9.1 Меры по сокращению воздействия на атмосферный воздух	283
9.2 Меры по сокращению воздействия на водные ресурсы и их рациональному использованию	285
9.3 Меры по сокращению воздействия на подземные воды.....	285
9.4 Меры по сокращению воздействия на геологическую среду и недра	286
9.5 Меры по сокращению воздействия на почвы и грунты.....	287
9.6. Меры по сокращению воздействия на растительный и животный мир	287
9.6.1. Мероприятия по сохранению целостности природных растительных сообществ, способствующих сохранению их биологического разнообразия	287
9.6.2. Мероприятия по сохранению среды обитания и условий размножения объектов животного мира, путей миграции и мест концентрации животных, а также неприкосновенность участков, представляющих особую ценность в качестве среды обитания диких животных	288
9.6.3. Рекомендации по охране птиц при реализации намечаемой деятельности.....	288
9.7. Меры по восстановлению земельного участка. Рекультивация нарушенных земель	289
9.8 Мероприятия по управлению отходами	291
9.8.1 Операции по управлению отходами	292
9.8.2 Рекомендации по управлению отходами	294
9.9. Комплекс мероприятий по снижению шума.....	297
9.10 Меры по сохранению и компенсации потери биоразнообразия.....	299
9.11 Предложения по программе производственного экологического контроля	300



9.11.1 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ МОНИТОРИНГА ЗА СОСТОЯНИЕМ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА	301
9.11.2 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ МОНИТОРИНГА ЗА СОСТОЯНИЕМ КАЧЕСТВА ВОДНЫХ РЕСУРСОВ.....	302
9.11.3 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ПОЧВ, РАСТИТЕЛЬНОГО И ЖИВОТНОГО МИРА	303
9.12 Цели, масштабы и сроки проведения послепроектного анализа, требования к его содержанию, сроки представления отчетов о послепроектном анализе уполномоченному органу	304
9.13 Мероприятия по химической безопасности	306
10. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ОТ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ И ВЫГОДЫ ОТ ОПЕРАЦИЙ, ВЫЗЫВАЮЩИХ ЭТИ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ.	308
10.1 Оценка возможных необратимых воздействий на окружающую среду	308
10.2 Предварительная оценка воздействия намечаемой деятельности на социально-экономическую среду	309
10.3 Предварительная оценка воздействия на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях	315
10.4 Социально-экономические условия района работ	316
10.5 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона	320
11. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ОПРЕДЕЛЕННЫЕ НА НАЧАЛЬНОЙ СТАДИИ ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ	321
12. ОПИСАНИЕ МЕР, НАПРАВЛЕННЫХ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОБЛЮДЕНИЯ ИНЫХ ТРЕБОВАНИЙ, УКАЗАННЫХ В ЗАКЛЮЧЕНИИ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ СФЕРЫ ОХВАТА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	322
13. ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	322
14. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	325
15. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ПОСЛЕДСТВИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ НОРМАЛЬНОМ (БЕЗ АВАРИЙ) РЕЖИМЕ.....	325
16. ИНФОРМАЦИЯ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ ОБЪЕКТОВ ПОСЛЕ ОКОНЧАНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	329
17. КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ.....	333
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ.....	352
1.1 Расчеты выбросов при строительстве 1-ой скважины	352
1.2 Расчеты выбросов при эксплуатации новых скважин	367
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. КАРТА-СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДУНГА С ИСТОЧНИКАМИ ВОЗДЕЙСТВИЯ (ВЫБРОСОВ), ГРАНИЦЕЙ СЗЗ И ЖИЛОЙ ЗОНОЙ	369
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ЛИЦЕНЗИЯ НА ПРИРОДООХРАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ, НОРМИРОВАНИЕ	370



ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ НА ПРМ ДУНГА С ПРЕДОВОС	372
ПРИЛОЖЕНИЕ 5. СПРАВКА О ФОНОВЫХ КОНЦЕНТРАЦИЯХ ЗВ В АТМОСФЕРНОМ ВОЗДУХЕ.....	374
ПРИЛОЖЕНИЕ 6. ОЦЕНКА РИСКОВ ЗДОРОВЬЮ НАСЕЛЕНИЯ	375
ПРИЛОЖЕНИЕ 7. КАРТЫ-СХЕМЫ ИЗОЛИНИЙ С РАСЧЕТАМИ ПРИЗЕМНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ	391
ПРИЛОЖЕНИЕ 8. РАСЧЕТ ШУМОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	397
ПРИЛОЖЕНИЕ 9. ДОКУМЕНТЫ, СПРАВКИ, СОГЛАСОВАНИЯ	494
ПРИЛОЖЕНИЕ 10. Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду	505



СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1- Координаты угловых точек горного отвода месторождения Дунга.....	17
Таблица 1.2 - Повторяемость скоростей ветра по направлениям и штиля, в %.....	21
Таблица 1.3 - Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере.....	22
Таблица 1.4 - Координаты контрольных точек на границе СЗЗ месторождения Дунга.....	41
Таблица 1.5 - Наибольшие максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ за IV квартал 2022-2024 годов на границе санитарно-защитной зоны.....	41
Таблица 1.6 - Результаты наблюдений атмосферного воздуха на территории вахтового поселка...	42
Таблица 1.7 - Усредненные концентрации загрязняющих веществ за IV квартал 2022-2024 гг.....	43
Таблица 1.8 - Сравнительные данные по величине выбросов на организованных источниках за 4 квартал 2023 г. и 2024 г.....	44
Таблица 1.9 - Результаты мониторинга подземных вод на месторождении Дунга за период 2022- 2024 гг.....	48
Таблица 1.10 - Сравнительный анализ почвенного покрова месторождения Дунга за 2022-2024 гг.	52
Таблица 1.11 - Общий видовой состав растительности месторождения Дунга за 2024 год.....	56
Таблица 1.12 - Анализ радиационного мониторинга на месторождении Дунга за 2024 год.....	68
Таблица 1.13 – Вариант №1. Объемы работ по годам по расширению действующей системы сбора и вводу в эксплуатацию проектных объектов.....	97
Таблица 1.14 – Вариант №2. Объемы работ по годам по расширению действующей системы сбора и вводу в эксплуатацию проектных объектов.....	98
Таблица 1.15 – Вариант №3. Объемы работ по годам по расширению действующей системы сбора и вводу в эксплуатацию проектных объектов.....	99
Таблица 1.16 – Вариант №4. Объемы работ по годам по расширению действующей системы сбора и вводу в эксплуатацию проектных объектов.....	100
Таблица 1.17 – Динамика закачки воды (пластовой, морской) и НГК.....	108
Таблица 1.18 – Сравнение состава и физико-химических свойств вод, применяемых для заводнения.....	109
Таблица 1.19 – Содержание мех. примесей и нефтепродуктов в закачиваемой воде.....	109
Таблица 1.20 – Вариант №1. Объемы работ по годам по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов.....	110
Таблица 1.21 – Вариант №2. Объемы работ по годам по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов.....	111
Таблица 1.22 – Вариант №3. Объемы работ по годам по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов.....	111
Таблица 1.23 – Вариант №4. Объемы работ по годам по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов.....	111
Таблица 1.25 – Рекомендуемая конструкция скважин.....	115
Таблица 1.26 – Рекомендуемая конструкция скважин с горизонтальным окончанием.....	116
Таблица 1.27 – Рекомендуемая конструкция скважин (юрские горизонты).....	116
Таблица 1.28 – Рекомендации по цементированию обсадных колонн.....	117
Таблица 1.29 – Водопотребление при строительстве 1 скважины.....	121
Таблица 1.30 - Проектные данные по бурению скважин по варианту №1 по годам разработки....	127
Таблица 1.31 - Проектные данные по бурению скважин по варианту №2 по годам разработки....	127
Таблица 1.32 - Проектные данные по бурению скважин по варианту №3 по годам разработки....	127
Таблица 1.33 - Проектные данные по бурению скважин по варианту №4 по годам разработки....	128
Таблица 1.34 - Проектные данные по вводу новых скважин в эксплуатацию по всем вариантам разработки (по годам).....	128
Таблица 1.35 - Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве 1-ой скважины.....	132
Таблица 1.36 - Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при эксплуатации скважин.....	134
Таблица 1.37 – Предельные количественные и качественные показатели выбросов на период разработки месторождения при строительстве новых скважин по всем вариантам разработки	138



Таблица 1.38 – Предельные количественные и качественные показатели выбросов при эксплуатации нефтяных и газовых скважин на период разработки месторождения по вариантам и по годам	139
Таблица 1.39 - Общие объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по всем вариантам	140
Таблица 1.40- Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы	142
Таблица 1.41- Оценка воздействия на атмосферный воздух	155
Таблица 1.42 – Расчет водопотребления и водоотведения при строительстве 1-й скважины.....	161
Таблица 1.43 – Объемы водопотребления и водоотведения на хозяйственно-питьевые нужды при строительстве 1-й скважины	161
Таблица 1.44 - Водопотребление при строительстве 1-й скважины	162
Таблица 1.45 - Общее водопотребление при строительстве новых скважин по вариантам	164
Таблица 1.46 - Оценка воздействия на поверхностные воды	172
Таблица 1.47 - Оценка воздействия на подземные воды	173
Таблица 1.48 - Оценка воздействия на почвы и растительность	189
Таблица 1.49 - Оценка воздействия на животный мир.....	192
Таблица 1.50 - Оценка воздействия на недра	197
Таблица 1.51- Уровни шума от различных видов техники и оборудования	203
Таблица 1.52 - Оценка возможного физического воздействия.....	209
Таблица 1.53 - Перечень образующихся отходов на месторождении Дунга	212
Таблица 1.54 – Характеристика (инвентаризация) образующихся отходов в структурных подразделениях предприятия за 2024 год	214
Таблица 1.55 - Видовой и количественный состав отходов, образующихся в процессе строительства скважины	225
Таблица 1.56 - Конструкция скважины.....	228
Таблица 1.57 - Данные для расчета объемов образования отходов бурения	228
Таблица 1.58 - Количество коммунальных отходов, образующихся в процессе строительстве 1-й скважины	231
Таблица 1.59 – Предельные объемы накопления отходов при реализации варианта №1 на период строительства скважин по годам	234
Таблица 1.60 - Предельные объемы накопления отходов при реализации варианта №2 на период строительства скважин по годам	234
Таблица 1.61 - Предельные объемы накопления отходов при реализации варианта № 3 на период строительства скважин по годам	234
Таблица 1.62 - Предельные объемы накопления отходов при реализации варианта № 4 на период строительства скважин по годам	234
Таблица 1.63 - Оценка воздействия отходов на окружающую среду	236
Таблица 2.1 - Сравнительный анализ технико-технологических показателей за проектный период по вариантам разработки	241
Таблица 2.2 - Интегральные экономические показатели за рентабельный период.....	242
Таблица 3.1 - Оценка воздействия на ландшафты	257
Таблица 8.1- Матрица «вероятность - тяжесть последствий»	267
Таблица 8.2- Вероятность возникновения аварийных ситуаций.....	267
Таблица 8.3- Матрица оценки уровня экологического риска	278
Таблица 8.4- Сводная таблица результатов оценки экологического риска.....	279
Таблица 9.1 -План мероприятий по реализации программы управления отходами	296
Таблица 10.1- Характеристика обратимости воздействия	308
Таблица 10.2- Градации значимости воздействий	308
Таблица 10.3- Результаты проведенной оценки воздействия по интенсивности воздействия.....	309
Таблица 10.4 - Компоненты социально-экономической среды, рассматриваемые в ходе предварительной оценки воздействия	311
Таблица 10.5- Градации воздействия на социально-экономическую среду.....	312
Таблица 10.6 -Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу	313



Таблица 10.7-Предварительная оценка воздействия намечаемой деятельности на социальную среду	313
Таблица 15.1-Шкала оценки пространственного масштаба (площади) воздействия	326
Таблица 15.2-Шкала оценки временного масштаба (продолжительности) воздействия	326
Таблица 15.3-Шкала величины интенсивности воздействия	327
Таблица 15.4- Значимость воздействия	327
Таблица 15.5- Интегральная оценка воздействия по компонентам окружающей среды, в зависимости от показателей воздействия.....	328
Таблица 17.1- Координаты угловых точек горного отвода месторождения Дунга	334

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1– Обзорная карта расположения месторождения Дунга в Мангистауской области.....	19
Рисунок 1.2– Ситуационная карта-схема расположения месторождения Дунга	20
Рисунок 1.3– Месторасположение самой крайней проектной скважины № DGA-251V относительно Каспийского моря.....	20
Рисунок 1.4 - Среднегодовая роза ветров, %.....	22
Рисунок 1.5. – Карта сейсморайонирования. Масштаб 1:7 500 000.	24
Рисунок 1.6. – Геоморфологическое районирование территории полуострова Мангыстау.....	26
Рисунок 1.7- Почвенная карта Мангистауской области.....	30
Рисунок 1.8- Карта ландшафтного районирования Мангистауской области.....	35
Рисунок 1.9 - Карта особо охраняемых природных территорий Мангистауской области	37
Рисунок 1.10- Карта расположения памятников истории и культуры	39
Рисунок 1.11- Карта схема расположения мониторинговых точек наблюдения за атмосферным воздухом, подземным водам и почвы.....	40
Рисунок 1.12 - Диаграмма показателей концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе СЗЗ за 2022-2024 гг. в сравнении с ПДК	42
Рисунок 1.13 - Карта-схема мониторинговых скважин.....	47
Рисунок 1.14 - Содержание нефтепродуктов в подземной воде, мг/л	50
Рисунок 1.15 – Почвенный покров месторождения Дунга	51
Рисунок 1.16 – Общий вид растительности исследуемого участка	54
Рисунок 1.17 – Фаза вегетации	55
Рисунок 1.18- Представители животного мира Мангистауской области	63
Рисунок 1.19- Карта-схема расположения объектов радиационного мониторинга	67
Рисунок 1.20- Принципиальная схема системы сбора и подготовки месторождения Дунга	87
Рисунок 1.21 - Технологическая схема ЦПС месторождения Дунга	89
Рисунок 1.22 - Технологическая схема УПГ месторождения Дунга.....	91
Рисунок 1.23- Принципиальная схема установки подготовки пластовой и морской воды для закачки в систему ППД.....	107
Рисунок 2.1- Карта-схема оценки риска здоровью населения (на границе СЗЗ)	248
Рисунок 17.1– Ситуационная карта-схема расположения месторождения Дунга	335



ВВЕДЕНИЕ

Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду разработан к «Проекту разработки месторождения Дунга» (по состоянию на 01.07.2025 г.) на основании статьи 65 Экологического Кодекса Республики Казахстан, заказ-наряда №6 к договору №46/2024АК/8600007125 от 26.07.2024 г. между Филиалом «Dunga Operating GmbH» в городе Актау и филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», в соответствии со статьей 72 ЭК РК и «Инструкцией по организации и проведению экологической оценки», утвержденной приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280.

Намечаемая деятельность – дальнейшая разработка месторождения Дунга.

Нефтегазовое месторождение Дунга расположено в Тупкараганском районе Мангистауской области.

Жилые зоны, особо охраняемые природные территории, памятники архитектуры и культурного наследия, курортные зоны и зоны отдыха в границах месторождения и его санитарно-защитной зоны *отсутствуют*.

Инициатор намечаемой деятельности: Филиал «Dunga Operating GmbH» в городе Актау, 130000, Мангистауская область, г. Актау, 12 мкр., здание №79/1.

Операции по недропользованию ведутся согласно «Договору о Разделе Продукции» между Правительством Республики Казахстан и «Оман Ойл Компани Лимитед» от 1 мая 1994 г. Срок права недропользования – до 01.05.2039 г. В настоящее время участниками проекта Дунга являются компании «Dunga Operating GmbH» (60%), «Oman Oil Company Limited» (20%) и RTTEP (Казахстан) Corporation (20%). Оператором проекта является «Dunga Operating GmbH».

Промышленная разработка месторождения Дунга в настоящее время реализуется в соответствии с основными положениями действующего проектного документа «Проект разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2018 г.» с Предварительной оценкой воздействия на окружающую среду (Протокол ЦКРР РК №12/10 от 01.08.2019 г., заключение ГЭЭ № KZ17VCY00209492 от 24.01.2019 г.).

Выполнение нового проекта разработки месторождения Дунга было вызвано необходимостью усовершенствования и обоснования рациональной системы разработки продуктивных горизонтов, при оптимальном режиме разработки залежи до предела экономической рентабельности, а также увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН).

Цель составления проекта разработки – выбор и обоснование рациональной системы разработки и добычи углеводородов на месторождении Дунга.

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

Проект разработки месторождения Дунга является концептуальным проектом, в котором оцениваются возможности реализации вариантов разработки месторождения Дунга. Данный проект является начальной стадией проектирования, на которой принимаются решения, определяющие последующие направления в проектировании. В дальнейшем на последующей стадии проектирования будут разработаны отдельные



рабочие проекты на строительство и ввод в эксплуатацию проектируемых объектов и сооружений, а на строительство скважин - индивидуальные /групповые технические проекты с соответствующими материалами экологической оценки к ним. И, соответственно, экологическое разрешение на воздействие будет получено на следующих стадиях рабочего проектирования. Перечисленные все выше доводы показывают, что провести послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности в рамках «Проекта разработки месторождения Дунга» на данной стадии проектирования нет возможности.

По результатам Заявления о намечаемой деятельности было получено Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду № KZ64VWF00432984 от 01.10.2025 г., согласно которому **оценка воздействия на окружающую среду является обязательной** (Приложение 10). Все требования и комментарии государственных органов, представленные в данном Заключении, приняты и учтены при разработке данного Отчета о ВВ.

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

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в настоящей работе рассмотрены **4 варианта разработки** месторождения Дунга.

По системе сбора и транспортировки нефти рассмотрено 4 варианта по обустройству объектов нефтесбора:

Вариант 1 - базовый, предусматривающий реализацию решения, утверждённого в Проекте разработки 2019 года. В варианте предусмотрено бурение с 2026 по 2037 годы в общем **47 добывающих скважин**.

Вариант 2. Рекомендовано бурение **37 вертикальных скважин**, также предусмотрен ввод скважин из освоения и обустройства, ввод скважин из бездействия, проведение ГРП в новом и переходящем фонде скважин.

Вариант 3 (рекомендуемый). Рекомендовано бурение **68 вертикальных добывающих скважин**, также предусмотрен ввод скважин из освоения и обустройства, ввод скважин из бездействия, проведение ГРП в новом и переходящем фонде скважин.

Вариант 4. Рекомендовано бурение всего **65 скважин**, из них: **52 вертикальных добывающих скважин и 13 горизонтальных скважин**, также предусмотрен ввод скважин из освоения и обустройства, ввод скважин из бездействия, проведение ГРП в новом и переходящем фонде скважин.

Рассмотрено 4 варианта по обустройству объектов ППД. Объемы работ по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов:

Вариант 1. Перевод скважин под нагнетание воды – **27 ед.**, установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды, монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) скважин, переведенных под нагнетание.



Вариант 2. Перевод скважин под нагнетание воды – 27 ед., установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды, монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) скважин, переведенных под нагнетание.

Вариант 3. Перевод скважин под нагнетание воды – 40 ед., установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды, монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) скважин, переведенных под нагнетание.

Вариант 4. Перевод скважин под нагнетание воды – 40 ед., перевод скважин под нагнетание нестабильного газового конденсата (НГК) – 2 ед., установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды и закачиваемого НГК, монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) скважин, переведенных под нагнетание, прокладка трубопроводов скважин, переведенных под нагнетание нестабильного газового конденсата (НГК) (СПТ, Ду 76 мм, Р=12 МПа), прокладка нагнетательного сточного трубопровода для НГК.

По результатам проведенного технико-экономического анализа наилучшими технико-экономическими показателями характеризуется **третий вариант, который рекомендуется к реализации.**

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

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

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

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

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

Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с нормативными документами:

- Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки»;



– Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250 «Об утверждении Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля;

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

Разработчиком является филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмұнайгаз», на основании лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды (№02354Р от 15.12.2021 г.).



1. ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, В ОТНОШЕНИИ КОТОРОЙ СОСТАВЛЕН ОТЧЕТ

1.1 Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты

Месторождение Дунга расположено в степной равнинной части Южного Мангышлака в непосредственной близости от акватории Каспийского моря и административно входит в состав Тупкараганского района Мангистауской области РК (см. рисунок 1.1).

Административный центр – г. Актау находится в 50 км от месторождения и связан железной дорогой с промышленными центрами страны.

Ближайшими населенными пунктами являются поселки Саина Шапагатова и Акшукур, расположенные на расстоянии 14,0 и 32,0 км соответственно в южном направлении от месторождения. Расстояние до акватории Каспийского моря – 7,3 км.

Через месторождение проходит асфальтированная автодорога, по которой осуществляется сообщение с городами: Актау, Форт-Шевченко, Жанаозен и посёлками Саина Шапагатова, Акшукур и Таучик. Широко развита сеть грунтовых дорог, пригодных для передвижения автомобильного транспорта. Газопровод «Актау - Форт-Шевченко» проходит вдоль асфальтированной автодороги на расстоянии 2,0 км. Нефтепровод «Каламкас – Актау», соединяющий группу нефтяных месторождений полуострова Бузачи с магистральным нефтепроводом «Жанаозен-Атырау-Самара», находится на расстоянии 8,0 км от восточного контура месторождения. Ближайшие нефтяные месторождения Каражанбас и Каламкас расположены на расстоянии 120,0 км. Линия электропередач 220-110 кВт проходит через район рассматриваемого месторождения.

Район месторождения представляет собой слегка наклонённое к юго-западу плато. Абсолютные отметки рельефа изменяются от плюс 31 м до плюс 101 м.

Климат района резко континентальный. Лето сухое и жаркое, температура воздуха достигает плюс 35-40 °С; зима малоснежная, температура понижается до минус 30 °С, характерны пыльные бури. Количество осадков мало и составляет 70-85 мм в год. Источники пресной воды отсутствуют.

Основанием для глубокого поискового бурения по площади Жоласкан-Дунга-Еспелисай послужили сейсмические работы методом ОВ треста «Казахстаннефтегеофизика». Глубокое поисковое бурение на площади Дунга было начато в феврале 1966 г. Первый промышленный приток нефти из аптского продуктивного горизонта получен в 1968 г. в скважине 6Д. В процессе промышленной разведки (по состоянию на 01.01.1974 г.) на месторождении Дунга было пробурено 24 скважины.

Координаты угловых точек контрактной территории месторождения Дунга представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1- Координаты угловых точек горного отвода месторождения Дунга

Угловая точка	Северная широта	Восточная долгота
1	44°06'00''	50° 52'00''
2	44°08'00''	50° 52'00''
3	44°08'00''	51° 10'00''
4	44°00'00''	51° 10'00''
5	44°00'00''	51° 02'00''

Площадь горного отвода месторождения Дунга – 28125,9 га. Площадь земельного отвода месторождения Дунга – 8485,2013 га.



Землеотводные документы:

- площадь земельного участка - 103,246 га (Акт на земельный участок №2024-2412327 от 14.08.2024 г., кадастровый номер земельного участка: 13-203-007-574, целевое назначение земельного участка - для добычи углеводородного сырья, срок окончания аренды - до 01.05.2039 г.);
- площадь земельного участка - 5,1505 га (Акт на земельный участок №2024-2406273 от 14.08.2024 г., кадастровый номер земельного участка: 13-203-022-244, целевое назначение земельного участка - для добычи углеводородного сырья, срок окончания аренды - до 01.05.2039 г.);
- площадь земельного участка - 2349,9266 га (Акт на земельный участок №2024-2418582 от 15.08.2024 г., кадастровый номер земельного участка: 13-203-022-245, целевое назначение земельного участка - для добычи углеводородного сырья, срок окончания аренды - до 01.05.2039 г.);
- площадь земельного участка - 6026,8782 га (Акт на земельный участок №2024-2448840 от 19.08.2024 г., кадастровый номер земельного участка: 13-199-007-1140, целевое назначение земельного участка - для добычи углеводородного сырья, срок окончания аренды - до 01.05.2039 г.).

В пределах горного отвода месторождения и его окрестностях отсутствуют здания и сооружения, сельскохозяйственные и лесные угодья.

В границах месторождения особо охраняемые природные территории и памятники историко-культурного наследия отсутствуют. Территория месторождения Дунга не попадает в земли государственного лесного фонда.

Источники водоснабжения:

- привозная бутилированная питьевая вода (доставляется автотранспортом согласно договору);
- пресная вода из системы водоснабжения ТОО «МАЭК – Казатомпром», доставляемая автотранспортом;
- водовод морской воды (для ППД, КРС, бурение).

Месторождение Дунга расположено на расстоянии 7,3 км от Каспийского моря, следовательно, не входит в водоохранную зону Каспийского моря (ст. 270 ЭК РК -2000 м).

На территории месторождения Дунга постоянные водоемы и водотоки отсутствуют.

Обзорная карта района расположения месторождения Дунга в Мангистауской области представлена на рисунке 1.1.

Ситуационная карта-схема района расположения месторождения Дунга относительно жилых зон приведена на рисунке 1.2.

Самой крайней проектной скважиной является скважина № DGA-251V (X - 9497422,06; Y - 4882155,59) (рис. 1.3).





Рисунок 1.1– Обзорная карта расположения месторождения Дунга в Мангыстауской области



Рисунок 1.2– Ситуационная карта-схема расположения месторождения Дунга

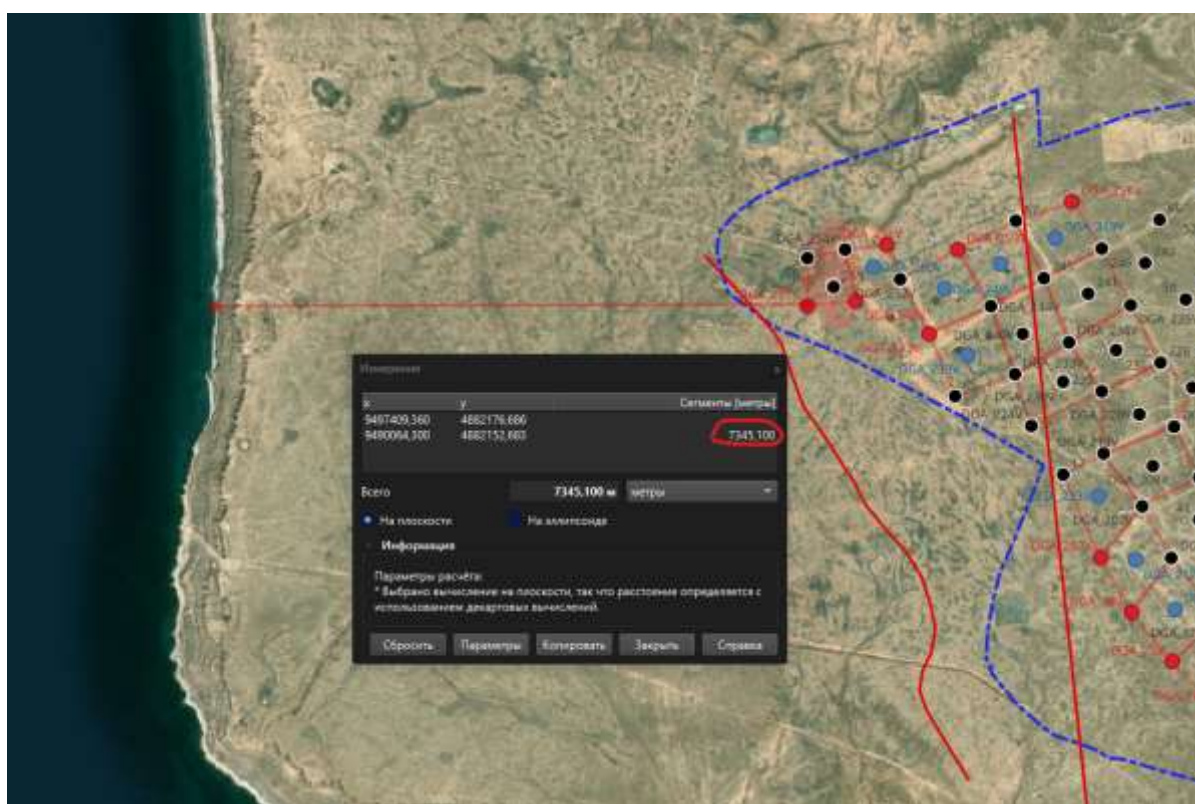


Рисунок 1.3– Месторасположение самой крайней проектной скважины № DGA-251V относительно Каспийского моря

Характеристика природно-климатических условий района работ

Климат района месторождения Дунга резко континентальный, с жарким продолжительным летом и холодной малоснежной зимой. Такой климатический режим обусловлен расположением региона внутри евроазиатского материка, особенностями циркуляции атмосферы, близостью Каспийского моря. Континентальность климата проявляется в больших колебаниях метеорологических элементов в их суточном, месячном и годовом ходе.

Температура воздуха. Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца составляет минус 3,3 °С. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца составляет плюс 31,2 °С. Зима наступает в конце ноября. Самый холодный месяц - январь, а самый теплый – июль. Зимой при вторжении холодных масс арктического воздуха температура понижается до минус 20 °С, а с наступлением весны идет постепенное повышение.

Жаркий период, когда среднесуточная температура воздуха выше 30 °С, наступает в июне и продолжается до середины августа.

Влажность воздуха. Относительная влажность воздуха, характеризующая степень насыщения воздуха водяным паром, меняется в течение года в широких пределах.

Относительная влажность <30 % и более 80 % считается дискомфортной. Так, в изучаемом регионе среднегодовая относительная влажность воздуха достигает 52-58 %. Наиболее высокие значения она достигает в зимне-весеннее время 78-85 %, а наиболее низкие – летом 25-30 %.

Дефицит влажности в летний период достигает максимальных величин до 73 мб, при его среднемесячных значениях в это же время 21,73-27,95 мб.

Испарение. Наличие большого дефицита влажности до 73 мб при высоких температурах воздуха создает условия для значительного испарения. Засушливый период начинается с июня месяца до октября. Средняя величина испарения с открытой поверхности, по многолетним наблюдениям, составляет 1478 мм, что почти в 10 раз превышает сумму годовых атмосферных осадков. Этим объясняется значительная засоленность грунтов описываемой территории.

Ветровой режим. Над акваторией восточной части Среднего и Северного Прикаспия преобладают восточное, юго-восточное и западное направление ветров. При этих направлениях отмечаются самое большое число штормов и наибольшие скорости ветра. Наименьшую повторяемость имеют южные ветры, а безветренная погода за год составляет около 15 %.

В таблице 1.2 и на рисунке 1.3 приводится повторяемость различных градаций скорости ветра по направлениям для метеорологической станции Актау.

Таблица 1.2 - Повторяемость скоростей ветра по направлениям и штиля, в %

Станция	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Актау	10	14	19	19	4	4	16	14	3



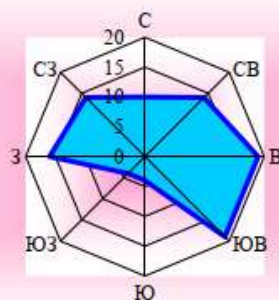


Рисунок 1.4 - Среднегодовая роза ветров, %.

Осадки. Режим осадков в значительной мере зависит от взаимодействия различных по происхождению воздушных масс с рельефом побережья. Рассматриваемый регион отличается большей засушливостью, что связано с малой доступностью для влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником осадков.

Снежный покров. Участок месторождения Дунга относится к зоне с неустойчивым снежным покровом. Твердые осадки – снег, крупа, снежные зерна наблюдаются с октябрь-ноября по март-апрель. Средняя высота снежного покрова, характеризующая количество выпавших осадков, составляет 10-20 см. Снег выпадает в периоды вторжения холодных воздушных масс и при прохождении холодных фронтов.

Пыльные бури. Пыльные бури – явление переноса сильным ветром большого количества пыли или песка, сопровождающееся ухудшением видимости. Возникновение пыльных бурь целиком связано с действием ветра. Кроме скорости ветра, большое значение для начала ветровой эрозии имеют характеристики почвы. Легкие пески и почвы начинают выдуваться при скорости ветра у поверхности земли 3-4 м/с, тяжелые глинистые почвы – при скоростях 7-9 м/с.

Интенсивность пыльных бурь оценивается, дальностью видимости. Сильные бури, при которых видимость уменьшается до 100 м, является редкостью. Непрерывная продолжительность пыльных бурь в большинстве случаев не превышает 3-6 часов.

Экстремальные осадки. Интенсивные и продолжительные осадки затрудняют проведение различных изыскательских и строительных работ, ухудшают состояние дорог и коммуникационных сетей, становятся причиной паводков.

Значительными считаются осадки, количество которых за 12 часов превышает 12 мм при дожде и 5 мм при снеге. Среднее за год число дней со значительными осадками в Актау составляет 1,6 (максимальное 5).

Характеристика климатических, метеорологических условий и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Среднегодовая температура воздуха	12,3 ⁰ С
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	25,3
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных,	-3,3



работающих по отопительному графику), град С	
Среднегодовая роза ветров, %	
С	10
СВ	14
В	19
ЮВ	19
Ю	4
ЮЗ	4
З	16
СЗ	14
Среднегодовая скорость ветра, м/с	3,5
Скорость ветра (U^*) (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5%, м/с	7

Сейсмотектоника и сейсмичность района

Территория расположена в пределах Прикаспийского сейсмоопасного региона и соседствует с Центрально-Мангистауской сейсмогенерирующей зоной с $M_{MAX} \leq 6,5$ (рис. 1.5), что, безусловно, накладывает свой отпечаток на общую сейсмическую обстановку в районе баллов по шкале MSK-64. Сейсмичность приграничных участков равна 7 баллов.

Геоморфология и рельеф

Геоморфологическое районирование территории полуострова Мангыстау проиллюстрировано рисунком 1.6.

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

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

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

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

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



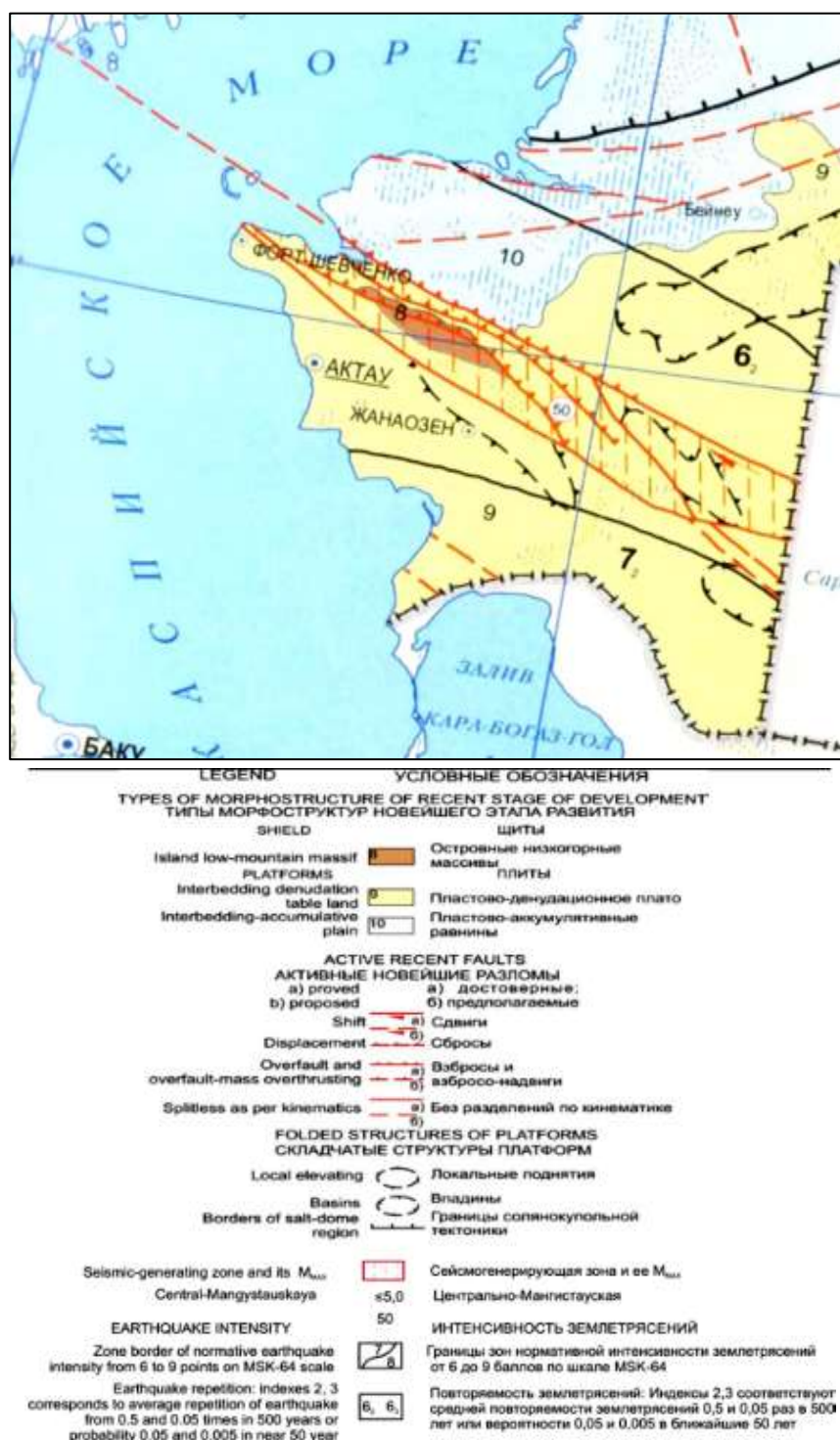


Рисунок 1.5. – Карта сейсмрайонирования. Масштаб 1:7 500 000.

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

В геоморфологическом отношении участок находится в пределах плато Южный Мангышлак. Рельеф на месторождении имеет сложное строение. Тип рельефа – структурный

На площади изысканий и прилегающей к ней территории имеют развитие



следующие процессы и явления: процессы засоления, образование солончаков – практически на всей площади участка, наиболее интенсивно процесс развит на пониженных участках рельефа в котловинах, где накапливаются снеговые талые и дождевые воды, при испарении которых на поверхности остаются белые налеты на грунте и тонкие корки соли. Небольшие ссоры развиты непосредственно на площадках застройки.

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

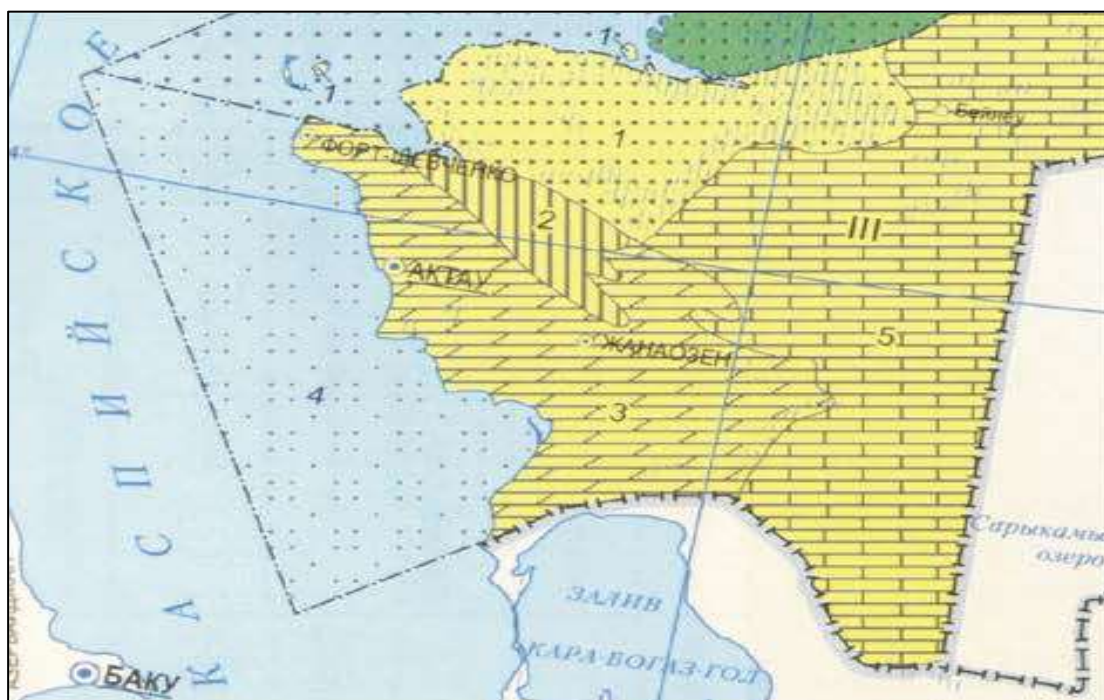
Почвы в основном бурые, пустынные, сероземы и солончаковые соровые отложения. Засушливость климата, большие амплитуды колебаний температур, резкий недостаток влаги в сочетании с высокой испаряемостью и широким распространением засоленных почв и грунтов определяют формирование растительности, характерной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

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

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

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





GEOMORPHOLOGIC REGIONS AND DISTRICTS
ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ ОБЛАСТИ И РАЙОНЫ
I CASPIAN SYNECLISE I ПРИКАСПИЙСКАЯ СИНЕКЛИЗА

- 3
Аккумулятивные равнины Прикаспийской низменности
Accumulative plains of Caspian lowland
- 4
Accumulative plains of shallow shelf of the north-east Caspian sea
Аккумулятивные равнины мелководного шельфа северо-восточного Каспия
- 1
III TURAN PLATE III ТУРАНСКАЯ ПЛИТА
Accumulative plains of Buzachi peninsula
Аккумулятивные равнины полуострова Бузачи
- 2
Mangystau low hill terrian
Низкорогье Мангыстау
- 3
Structural-denudation table land Mangystau
Структурно-денудационное плато Мангыстау
- 4
Abrasive-accumulative plain of the shelf of the eastern slope of the Middle Caspian
Абразионно-аккумулятивные равнины шельфа восточного склона Среднего Каспия
- 5
Ustirt
Структурно-денудационное плато Устирт

Рисунок 1.6. – Геоморфологическое районирование территории полуострова Мангыстау

1.1.1 Характеристика поверхностных и подземных вод

Ближайшим поверхностным водоемом является Каспийское море – самое большое озеро в мире. Одной из особенностей гидрологического режима Каспийского моря является циклическое изменение его уровня - флуктуации. Значительные вековые и межгодовые колебания относятся к объемным колебаниям моря обусловлены плавным изменением общего водного баланса моря. Многочисленными исследованиями уровня Каспийского моря установлено, что низкий и высокий уровень моря неоднократно сменяли друг друга. Расстояние до акватории Каспийского моря – 7,3 км.

Поверхностные водные источники непосредственно на территории месторождения Дунга отсутствуют. Временные водотоки возникают лишь в осенне-зимний сезон после дождей и весной во время таяния снега.

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

Грунтовые воды залегают на глубинах 30 и более метров от поверхности земли.



Подземные воды района расположения месторождения Дунга

Месторождение Дунга расположено в приосевой части западного погружения Бекебашкудукского вала, севернее Жетыбай - Узенской зоны и относится к Мангышлак - Устьюртскому гидрогеологическому району I порядка.

Практический интерес на Дунгинской площади представляют водоносные отложения мелового периода. В этой мощной толще по литофациальному составу и особенностям гидрогеологических условий и по наличию мощных регионально выдержанных водоупоров выделяются два водоносных комплекса: аптские терригенные, преимущественно морские и альб-сеноманские терригенные отложения. Воды других водоносных горизонтов на данной площади не имеют народно-хозяйственного значения.

Водоносный горизонт нижнеаптских отложений (K1ap)

Песчаная толща нижнего апта, представленная песчаниками, песками и алевролитами с прослоями песчаных глин, мелкогалечным конгломератом в основании, перекрывается глинами верхнего апта и подстилается толщей пестроцветных глин верхнего баррема. Мощность песчаной толщи достигает 50-100 м.

Водоносный горизонт распространен на территории повсеместно.

Подземные воды напорные вскрыты на Дунге на глубине 1660-1750 м от уровня моря. Уровни их устанавливаются на глубине до 160 м, местами они самоизливаются с напором 50 м и более над поверхностью земли, абсолютные отметки их уровней составляют 50-133 м.

Аптские воды горизонта на месторождении Дунга являются пластовыми, относятся к хлоркальциевому типу, имеют общую минерализацию до 19 г/л, содержание хлор-иона 11 г/л, сульфатов – 0,49 г/л, гидрокарбонатов – 0,134 г/л.

Воды альб-сеноманских отложений (K al+S)

Терригенные отложения альба и сеномана общей мощностью 450-700 м в гидрогеологическом отношении наиболее полно изучены.

Подземные воды здесь приурочены к отложениям нижней части верхнего мела и верхней части нижнего мела, относящиеся к сеноману и средне-верхнему альбу. В гидрогеологическом отношении эти две водоносные толщи рассматриваются как единый сеноман-альбский водоносный комплекс.

Глубина залегания подземных вод водоносных горизонтов сеноман-альбского комплекса в пределах региона различна.

В зависимости от литологического состава и уплотненности водовмещающих пород по площади и в разрезе дебиты скважин колеблются от 3-5 до 40 дм³/с при понижении на 15-20 м.

Нижнеальбский горизонт вскрыт одиночными скважинами. Отложения горизонта глинистые и залегают на глубинах 1400- 1600 м на Дунге.

Средне-верхнеальбские водоносные горизонты, самые мощные и выдержанные по площади включают ряд (10-20) песчаных водоносных слоев и пластов мощностью от 5-10 до 30-50 м, разделенных прослойками глин, общая мощность которых составляет 20-45 % мощности всего разреза средне-верхнеальбских отложений. Грунтовые воды в них формируются в присводовых частях антиклиналей Центрально-Мангышлакско-Устьюртской зоны поднятий и залегают на глубинах от 1.5-10 до 25-30 м. Пьезометрические уровни располагаются на абсолютных отметках 150-200 м (на Бекебашкудукской мегантиклинали).



Водовмещающие отложения средне-верхнего альба характеризуются высокими емкостными и коллекторскими свойствами.

Сеноманский водоносный горизонт, так же, как и альбский широко развит в районе. Подземные воды горизонта на выходах водовмещающих отложений имеют свободную поверхность и залегают на глубине до 5-10 м. С погружением пород в зависимости от структурного положения они вскрываются на разных глубинах и являются напорными. При вскрытии уровни напорных вод устанавливаются от самоизлива до глубины 60-90 м, или на абсолютных отметках 70-150 м в районе Бекебашкудукской мегантиклинали. Водовмещающие отложения горизонта в целом не отличаются высокой водообильностью. Коэффициент фильтрации их не превышает 0,8-1,7 м/сут, дебиты родников и колодцев – 0,5-0,8 л/с.

Подземные воды сеноман-альбского комплекса относятся к сульфатнонатриевому и хлоркальциевому типу, общая минерализация достигает 12,4 г/л, содержание хлор-иона- 6,7 г/л, гидрокарбонатов - 0,41 г/л.

Водоупором для вод сеноман-альбского водоносного комплекса служит повсеместно подстилающая их мощная пачка глин 180-200 м нижеальбского и аптского возраста. Ресурсы технической воды на месторождении Дунга содержатся в альбских горизонтах. Альбская вода относится к хлоркальциевому типу и по своему составу близка к пластовым водам.

Грунтовые воды. *Грунтовые воды залегают на глубинах 30 и более метров от поверхности земли.*

Выделяются современные элювиально-делювиальные, неоген-четвертичные отложения и отложения мэотического яруса неогеновой системы.

Окраска от желтовато-белой до серовато-белой. Состав грунта разнороден и представляет собой смесь сильно выветрелого, рыхлого известняка с гнездами аморфного гипса с супесчаным заполнителем, с включением глыб и плит известняка. Мощность слоя от 0.4 до 1.1 м.

Грунты засолены и обладают весьма высокой коррозионной активностью к стали и агрессивны к бетонам. Тип засоления преимущественно сульфатный и в меньшей степени хлоридно-сульфатный.

1.1.2 Почвенный покров

В ботанико-географическом отношении изучаемая территория относится к Азиатской пустынной области, Ирано-Туранской подобласти, Южно-Туранской провинции, Западно-Южно-Туранской подпровинции. По характеру биоклиматических условий территория Мангистауской области относится к пустынной ландшафтной зоне с двумя почвенными подзонами – северной солянково-полынной остепненной пустыни с бурыми почвами и центральной эфемерово-солянковой пустыни с серо-бурыми почвами (рис. 1.8).

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



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

Мангышлакская низкогорная подпровинция бурых хрящевато-щебнистых и малоразвитых почв;

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

Особенностью серо-бурых почв являются высокая карбонатность и накопление гипса, встречающегося чаще всего в форме мелкокристаллических включений. Количество гумуса в таких почвах составляет 0,2-0,5%. Литологический состав почв обычно суглинистый. Из других разновидностей почв в районе развиты такыры, солончаки, лугово-бурые почвы и примитивные почвенные образования. Разновидности бурых почв распространены повсеместно, но наиболее характерны для песчаных массивов.

Почвообразующими породами служат древнеаллювиальные пески, супеси и легкие суглинки. Поэтому механический состав этих почв суглинистый, супесчаный и песчаный. Содержание гумуса в бурых песчаных и супесчаных почвах не превышает 0,2-0,5% и 1,8-2,3% - в суглинистых.

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

Территория района работ расположена в пустынной зоне, подзоне (полосе) средних пустынь. Почвы характеризуются малой гумусностью, небольшой мощностью гумусового горизонта (A+B1), низким содержанием элементов питания, малой емкостью поглощения. Эти особенности почв являются следствием сложившихся биоклиматических условий почвообразования: малое количество осадков, высокие летние температуры, определившие преобладание в растительном покрове ксерофитных полукустарников и солянок при незначительном участии злаков и разнотравья. Другой характерной особенностью почв является карбонатность и засоленность профиля. Основным источником засоления служат почвообразующие породы, представленные морскими засоленными отложениями, а также соли, поступающие от минерализованных грунтовых вод. Немаловажное значение имеет биогенная аккумуляция солей, а также перенос солей воздушными потоками с акватории моря (импульвиризация).

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





Условные обозначения:

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

Рисунок 1.7- Почвенная карта Мангистауской области

Серо-бурые солонцеватые почвы на рассматриваемой территории широко распространены, встречаясь однородными контурами, а также в комплексах и сочетаниях с такырами и солончаками остаточными и соровыми. Развиваются они на элювии сарматских известняков, представленных преимущественно средними и легкими суглинками, реже супесями. Растительный покров складывается в основном биюргуновой и боялычево-биюргуновой ассоциациями с проективным покрытием 20-25 %. Профиль почв дифференцирован на генетические горизонты. С поверхности характерно образование ноздреватой корки (2-5 см), вследствие чего поверхность почвы такыровидна и разбита трещинами, в средней части профиля наблюдается наличие буроватого комковато-глыбистого горизонта. Шестоватый гипс выделяется с глубины 50-80 см. Характерно высокая карбонатность по всему профилю. Увеличение содержания CO₂



карбонатов (до 12,5-33,1 %) в нижних горизонтах происходит за счет подстилающих известковых пород. Серо-бурые солонцеватые почвы характеризуются невысоким содержанием гумуса: 1,0-1,22 % в суглинистых и 0,4-0,6 % в супесчаных почвах. По составу гумус фульвокислотный (преобладание над гуминовыми кислотами в 2-4 раза). Реакция среды щелочная: в верхних горизонтах pH составляет 8,0-8,8, в нижних понижается до 7,0-7,6. Сумма поглощенных оснований невелика (6,42-13,84 мг-экв/100 г почвы). В составе поглощенных оснований преобладает кальций. Обменного натрия, в зависимости от степени солонцеватости, содержится от 5-8 % до 15-20 %.

Серо-бурые эродированные почвы развиваются по крутым, сильно смытым и дефлированным склонам увалов, формируясь на маломощных элювиально-делювиальных продуктах выветривания известняков, прикрытых местами небольшой мощности чехлом песков и супесей. Сильно изреженный растительный покров представлен боялычево-биюргуновой и еркеково-полынной (на легких почвах) ассоциациями. В результате смыва и дефляции почвы маломощные (15-25 см), щебнистые, отличаются очень рыхлым сложением всего мелкоземистого слоя. Почвы слабогумусированы (0,3-0,4 %), щелочные, сильно карбонатные (СО₂ карбонатов 8-10 %). Емкость поглощения в пределах 5-6 мг-экв/100 г почвы.

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

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

Антропогенной деградации почв способствует хрупкая природа пустыни. Основными природными факторами, создающими предпосылки для деградации почвенного покрова в регионе, являются: преобладание равнинного рельефа, высокая степень аридности климата, засоление, карбонатность, бесструктурность и малая мощность почв. Изреженный растительный покров повышает альбедо и температуру поверхности почв, увеличивает скорость ветра, вызывая дефляцию почв. Таким образом, сложившиеся природные условия почвообразования и морфогенетические свойства почв создают естественные предпосылки неустойчивости биологических условий к техногенным, пастбищным и иным формам антропогенных перегрузок. Интенсивное развитие нефтегазовой, строительной индустрии и пастбищного животноводства в регионе определяют общую напряженность экологических условий почвообразования.

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

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

- бурые пустынные солонцеватые;
- такыры солонцевато-солончаковые;
- солонцы пустынные солончаковые;



- солонцы лугово-пустынные солончаковые;
- солончаки луговые;
- солончаки такыровидные;
- солончаки приморские;
- солончаки соровые;
- луговые приморские солончаковые;
- болотно-луговые приморские солончаковые;
- пески грядово-бугристые полужакрепленные и закрепленные;
- пески мелкобугристые засоленные.

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

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

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

Солонцы лугово-пустынные солончаковые имеют незначительное распространение в восточной территории, приурочены к склонам плоских микропонижений. Содержание гумуса в этих почвах невысокие (0,9-1,2 %). В иллювиальных горизонтах количество органики несколько выше, чем в поверхностном слое. Данные солонцы отличаются глубокой солонцеватостью и значительной мощностью солонцеватого горизонта.

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

Серо-бурые солонцеватые почвы получили наибольшее распространение на рассматриваемой территории. Почвообразующими породами являются элювиальные продукты выветривания самарских известняков. Среди почв встречаются слабо-, средне- и сильносолонцеватые разности. Повышенную щелочность, поддерживающую солонцеватость почв, можно объяснить биологической аккумуляцией растений, имеющих высокую зональность.

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

По механическому составу среди солонцеватых серо-бурых почв преобладают среднесуглинистые, реже - легкосуглинистые и супесчаные разновидности. Отмечено



увеличение в средней части профиля иловатых и глинистых фракций (оглинение), что характерно для пустынных серо-пустынных почв.

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

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

Отмечается не однородность содержания гидролизуемого азота - от низкой обеспеченности - 1,8-8 мг/100 г почвы - до сильной - 53 мг / 100 г почвы. Запасы его в слое 0 - 10 см колеблются от 23 до 150 кг/га, в слое 0 - 30 см - от 70 до 450 кг/га.

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

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

Геохимические условия среды - щелочная реакция почв - способствуют накоплению железа на месте высвобождения в процессе почвообразования и выветривания. Приведенные валовые анализы очень четко показывают это влияние. В верхних горизонтах серо-бурых почв Мангышлака содержится железа на 20 - 25% больше чем, в нижних слоях.

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



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

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

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

1.1.3 Ландшафт

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

Для территории месторождения свойственны пустынные ландшафты Восточного Прикаспия.

Карта ландшафтного районирования Мангистауской области представлена на рисунке 1.8.



Рисунок 1.8- Карта ландшафтного районирования Мангистауской области

Как видно на карте природный ландшафт в районе расположения месторождения представляет собой делювиально-пролювиальную наклонную сильнорасчлененную равнину, сложенную известняками, глинами, мергелями, галечниками, песками с биоргуновой, биоргуново-тасбиоргуновой, ежевниковой, биоргуново-кеурековой и польной, местами закустаренной растительностью на серо-бурых солонцеватых и такыровидных почвах, в сочетании с курчавково-гурганопольной и белоземельнопольной растительностью на лугово-бурых почвах и солонцах пустынных, с саксаульчиковыми сообществами на выходах засоленных пород.

Однако антропогенная деятельность человека на данной территории внесла вклад в изменение ландшафта. Многолетняя добыча нефти и газа на месторождении Дунга и сопутствующее строительство производственных и административных зданий и сооружений, прокладка дорог, выкидных линий, водо-нефте-газопроводов, отсыпка площадок под скважины, групповые и замерные установки привела к повсеместному нарушению почвенно-растительного покрова, миграции животных и изменению облика территории. Антропогенное трансформирование растительности на техногенно нарушенных землях нефтепромысла привело к трансформации природного ландшафта в природно-антропогенный.

1.1.4 Особо охраняемые природные территории и объекты историко-культурного наследия

Особо охраняемые природные территории (ООПТ)

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

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

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

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

На территории Каракиянского района Мангистауской области расположены:

Устюртский государственный заповедник расположен на одноименном плато, в Каракиянском районе, к востоку от береговой зоны, у которой находится исследуемый участок работ. Организован в 1984 г., территория составляет 223 тыс. га. Здесь обитают



45 видов млекопитающих. В Красную книгу, помимо устюртского муфлона, занесены джейран, длинноиглый еж, пегий пutorак, трехпалый карликовый тушканчик.

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

Карагие-Каракольский государственный (зоологический) заказник республиканского значения. Заказник основан в 1986 году. Общая площадь заповедника 137,5 тыс. га. Его главная задача - сохранение уникальных ландшафтов, растительных сообществ и защиты своеобразного животного мира этого региона.

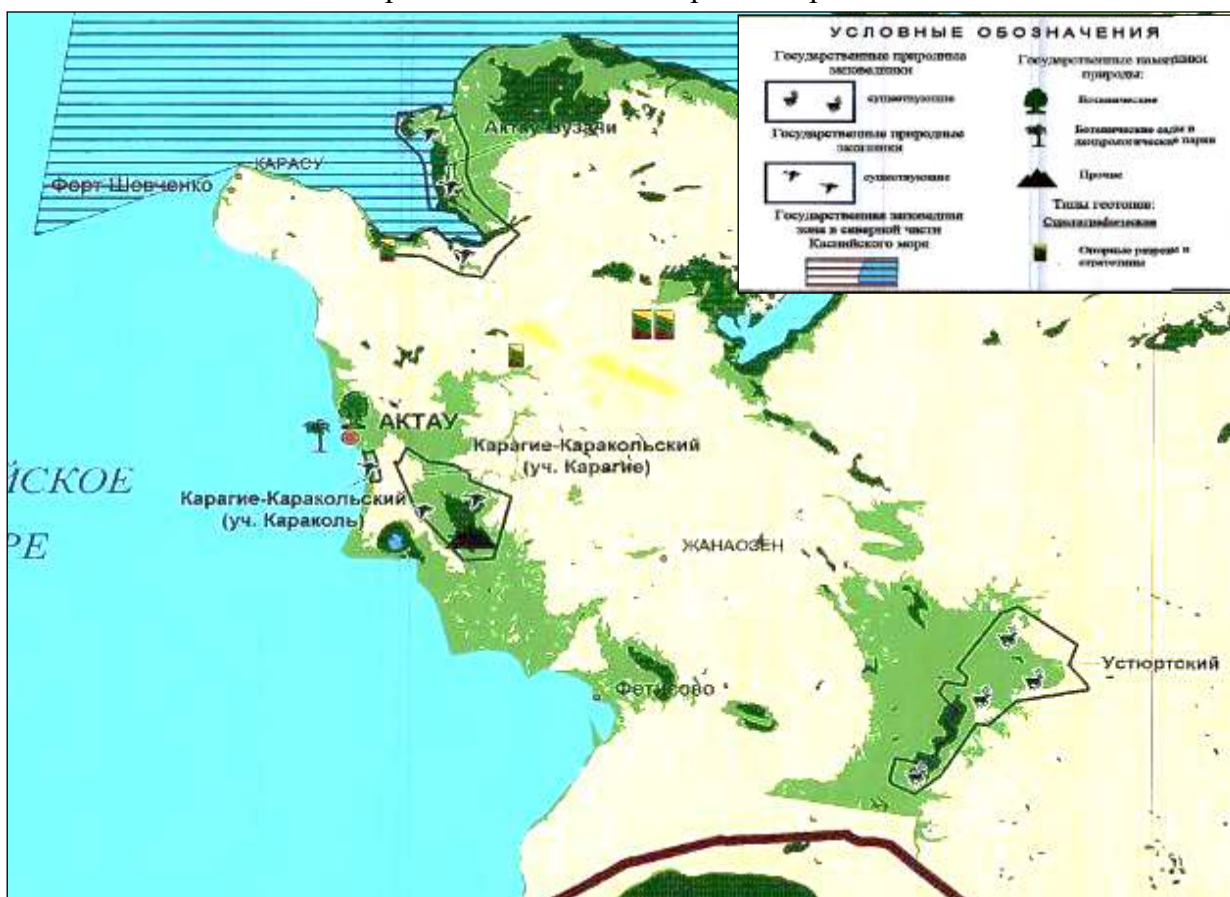


Рисунок 1.9 - Карта особо охраняемых природных территорий Мангистауской области

Карагие-Каракольский государственный зоологический заказник расположен в 10 километрах от г. Актау. Охраняемые объекты - устюртский муфлон и джейран, а на оз. Караколь - места гнездования птиц водно-болотного комплекса и зимовок лебедей и уток. Объектами охраны являются: фламинго, стрепет, чернобрюхий рябок, длинноиглый еж, муфлон, джейран, каракалпакский барханный кот. В 50 км от Актау в восточной части Мангышлакского плато расположена одна из самых глубоких мировых впадин - впадина Карагие - обширная геологическая структура. Она находится на 132 м ниже уровня Мирового океана. Протяженность 60 км, ширина 30 км. Самая низкая точка – дно сухого соленого озера (сор Батыр) – 132 м. Третья впадина по глубине в мире. Наиболее живописный восточный борт впадины. Здесь можно встретить обнажения геологических

пластов с костями ископаемых рыб (акул, китов, дельфинов и т.д.) Южная часть впадины относится к территории Карагие-Каракольского заказника, который также охраняет озеро Караколь. Имеются небольшие соленые родники. Место обитания горного барана.

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

Территория месторождения Дунга не затрагивает особо охраняемые природные территории.

Памятники истории и культуры

В соответствии с Законом Республики Казахстан «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» от 26.12.2019 года №288-VI, все виды материальных памятников изначально имеют историко-культурную и научную ценность, и подлежат обязательной защите и сохранению в порядке, предусмотренном настоящим законом. В пределах охранных зон памятников архитектуры запрещается хозяйственная деятельность, движение автотранспортных средств должно быть ограничено.

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

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

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

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



На рисунке 1.10 представлено расположение памятников истории и культуры.

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

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

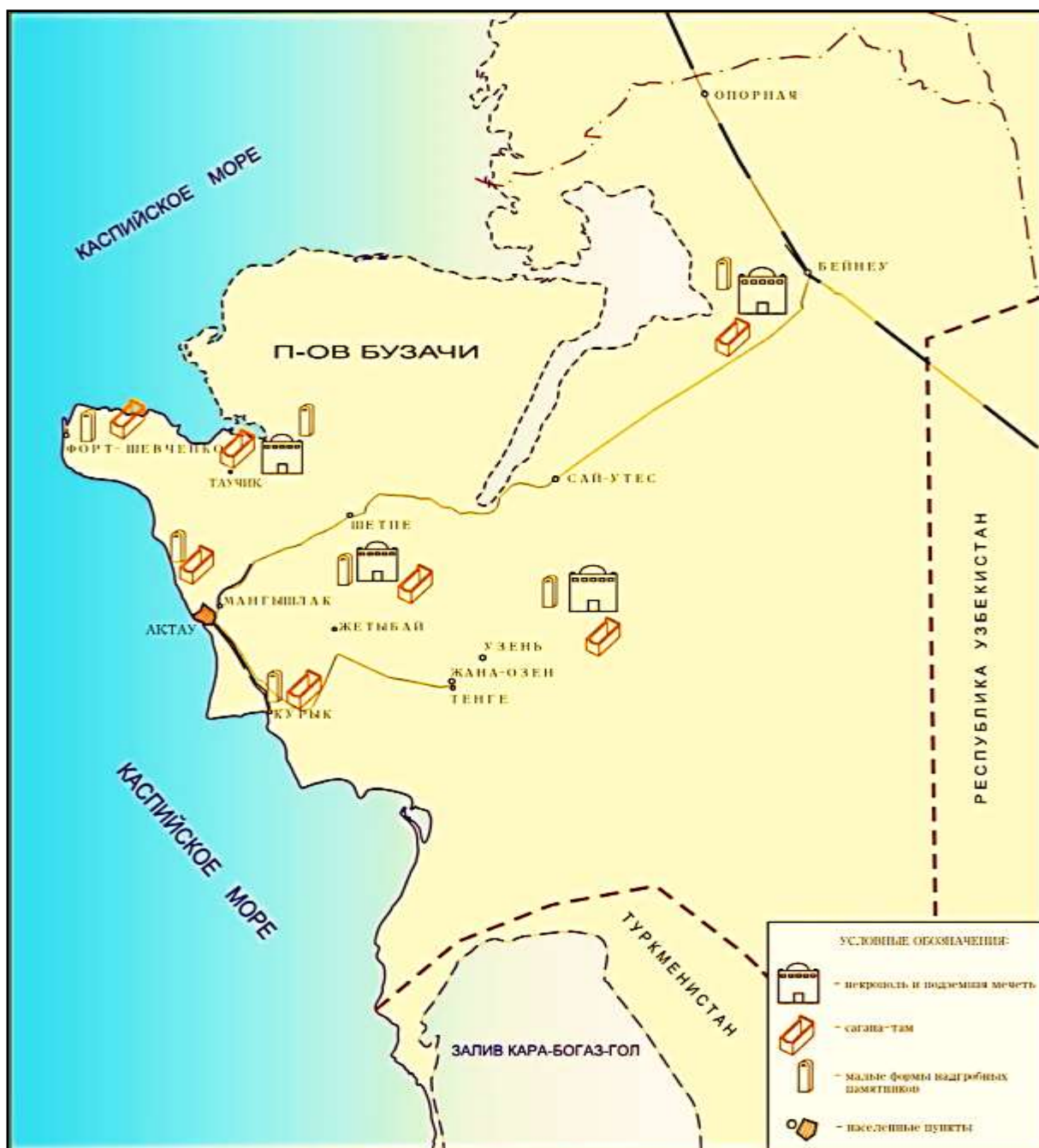


Рисунок 1.10- Карта расположения памятников истории и культуры

1.2 Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета

На территории месторождения Дунга проводится многолетний производственный мониторинг окружающей среды в соответствии с утвержденной программой производственного экологического контроля (ПЭК).



Карта-схема расположения мониторинговых точек наблюдения за атмосферным воздухом, подземным водам (наблюдательные скважины Н), почвы (стационарные экологические площадки СЭП) на месторождении Дунга приведена на рисунке 1.11.



Рисунок 1.11- Карта схема расположения мониторинговых точек наблюдения за атмосферным воздухом, подземным водам и почвы

1.2.1 Атмосферный воздух

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

Согласно районированию территории Республики Казахстан, проведенному Казахским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом, по потенциалу загрязнения атмосферы исследуемый район относится к III-й зоне ПЗА (зоне повышенного потенциала), что объясняется высокой естественной запыленностью, низкой вымывающей способностью осадков, мощным промышленным развитием района. Однако значительный воздухообмен за счет смены воздушных течений способствует понижению уровня загрязнения воздуха. Таким образом, совокупность климатических условий определяют способность атмосферы рассеивать продукты выбросов и формировать некоторый уровень ее загрязнения.

Мониторинг состояния атмосферного воздуха - система наблюдений за состоянием загрязнения атмосферного воздуха. Число постов наблюдений и их размещение определяются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды в пределах его компетенции с учетом численности населения, рельефа местности, фактического уровня загрязнения.



Описание современного состояния атмосферного воздуха на месторождении Дунга приводится согласно Отчетам по результатам производственного экологического контроля за 2022-2024 гг. В рамках ПЭК на месторождении Дунга осуществляются наблюдения на источниках выбросов и на контрольных точках на границе СЗЗ, в том числе с подветренной и наветренной стороны.

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

В настоящее время мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории предприятия для контроля за соблюдением нормативов НДВ, а также на границе санитарно-защитной зоны и селитебной зоны осуществляются ежеквартально согласно утвержденной «Программы производственного экологического контроля для объектов месторождения Дунга». Отбор проб атмосферного воздуха на границе СЗЗ проводился на 6 точках. Координаты точек на границе СЗЗ представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Координаты контрольных точек на границе СЗЗ месторождения Дунга

Наименование точки контроля	Координаты контрольных точек	
D 1	44°05'4.56"C	50°57'9.06"B
D 2	44°07'12.33"C	51°06'36.83"B
D 3	44°02'44.78"C	51°11'21.02"B
D 4	44°00'53.09"C	51°08'38.56"B
D 5	44°00'53.46"C	50°59'48.32"B
D 6	44°03'3.96"C	50°58'9.92"B

Мониторинг атмосферного воздуха на границе СЗЗ

Мониторинг атмосферного воздуха на границе СЗЗ месторождения Дунга проводился дискретным методом (трехкратными замерами утром, днем и вечером) на каждой точке наблюдения.

Измерение концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе выполняется французской мобильной лабораторией компании «Environnement» на базе автомашины «IVECO» газоанализаторами.

Мониторинг воздействия на атмосферный воздух проводится на границах СЗЗ площадок на 6 контрольных точках по следующим ингредиентам: азота диоксид, азот оксид, серы диоксид, сероводород, углерода оксид, углеводороды, пыль неорганическая.

В таблице 1.5 представлены наибольшие максимальные разовые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, зафиксированные на границе санитарно-защитной зоны в IV квартале 2022, 2023 и 2024 годов.

Таблица 1.5 - Наибольшие максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ за IV квартал 2022-2024 годов на границе санитарно-защитной зоны

Наименование ЗВ	Максимально-разовые значения, мг/м ³			ПДК
	IV квартал 2022г.	IV квартал 2023г.	IV квартал 2024г.	м.р.
SO ₂	0,0018	0,0024	0,0022	0,5
CO	0,56	0,43	0,33	5,0
Углеводороды C1-C5	0,77	0,57	0,28	50,0
NO	0,0021	0,0025	0,0026	0,4
NO ₂	0,0026	0,0031	0,0031	0,2
H ₂ S	0,000	0,000	0,000	0,008
Пыль неорганическая	0,012	0,012	0,0063	0,3



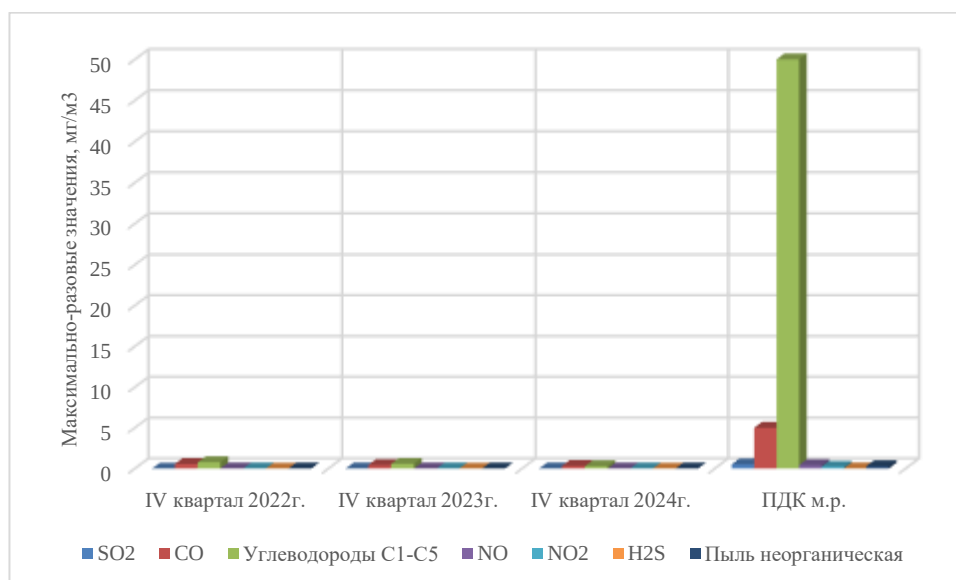


Рисунок 1.12 - Диаграмма показателей концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе СЗЗ за 2022-2024 гг. в сравнении с ПДК

Анализ полученных данных показывает, что концентрации диоксида серы (SO₂), оксида углерода (CO), углеводородов C1–C5, оксидов азота (NO, NO₂), сероводорода (H₂S) и пыли неорганической варьируются в пределах значений, не превышающих установленные предельно допустимые концентрации (ПДК м.р.).

Наибольшие зафиксированные значения относятся к оксиду углерода (CO), при этом во все рассматриваемые годы показатели остаются ниже нормативного уровня. Концентрации остальных веществ, включая диоксид серы, оксиды азота, сероводород и пыль неорганическую, также находятся в пределах допустимых значений.

Таким образом, результаты мониторинга свидетельствуют об отсутствии превышений ПДК и соответствию состояния атмосферного воздуха санитарно-гигиеническим требованиям.

Мониторинг на территории вахтового поселка

В таблице 1.6 представлены значения наибольших усредненных концентраций, отмечаемых в ходе мониторинговых работ в IV квартале 2022-2024 гг. на территории вахтового поселка.

Таблица 1.6 - Результаты наблюдений атмосферного воздуха на территории вахтового поселка

Наименование ЗВ	Среднесуточные значения, мг/м ³			ПДКс.с.
	IV квартал 2022г.	IV квартал 2023г.	IV квартал 2024г.	
SO ₂	0,000	0,000	0,000	0,05
CO	0,007	0,009	0,013	3,0
Углеводороды	0,8	1,8	0,7	50,0
NO	0,0015	0,0016	0,0015	0,06
NO ₂	0,0023	0,0021	0,0019	0,04
H ₂ S	0,000	0,000	0,000	0,008
Пыль неорганическая	0,007	0,009	0,003	0,1

В связи с тем, что ПДКс.с сероводорода отсутствует, в таблице показана ПДКм.р.

Таким образом, проведенное исследование качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) и территории вахтового поселка месторождения Дунга в анализируемом периоде 2022-2024 гг. позволяет сделать вывод, что значения концентраций по всем определяемым веществам находятся в пределах нормативов ПДК



и ОБУВ для воздуха населенных мест, качество атмосферного воздуха соответствует санитарным нормам.

В таблице 1.7 приведены результаты измерения концентраций загрязняющих веществ с их кратностью относительно ПДК за исследуемый IV квартал 2024г., для сравнения приведены средние значения за IV квартал 2022-2024 гг .

Таблица 1.7 - Усредненные концентрации загрязняющих веществ за IV квартал 2022-2024 гг

Участок	Местоположение точки	Номер точки	Концентрация ЗВ, определенная газоанализаторами, мг/м³							
			Контролируемые параметры	SO ₂	CO	Углеводороды	NO	NO ₂	H ₂ S	Пыль
			ПДК _{сс}	0,05	3	50	0,06	0,04	0,008*	0,1
Месторождение Дунга	Северо-западная граница СЗЗ	Точка D 1	ср. знач.	0,0014	0,18	0,006	0,0019	0,0023	0	0,004
			кратность ПДК	0,03	0,06	0,00024	0,023	0,045	-	0,06
	Северная граница СЗЗ	Точка D 2	ср. знач.	0,0018	0,33	0,14	0,0019	0,0024	0	0,005
			кратность ПДК	0,046	0,11	0,0022	0,03	0,065	-	0,08
	Восточная граница СЗЗ	Точка D 3	ср. знач.	0,0014	0,068	0,18	0,0019	0,0024	0	0,003
			кратность ПДК	0,032	0,026	0,003	0,028	0,05	-	0,06
	Юго-восточная граница СЗЗ	Точка D 4	ср. знач.	0,0021	0,35	0,0014	0,0015	0,0017	0	0,005
			кратность ПДК	0,034	0,12	0,38	0,0014	0,0021	-	0,004
	Юго-западная граница СЗЗ	Точка D 5	ср. знач.	0,0019	0,22	0,38	0,0022	0,0024	0	0,004
			кратность ПДК	0,024	0,23	0,0074	0,042	0,07	-	0,04
	Западная граница СЗЗ	Точка D 6	ср. знач.	0,0015	0,34	0,27	0,0019	0,0024	0	0,004
			кратность ПДК	0,028	0,11	0,0046	0,025	0,053	-	0,05
Среднее значение за IV квартал 2024г.				0,00168	0,248	0,163	0,0019	0,0023	0	0,0042
Среднее значение за IV квартал 2023 г.				0,00143	0,227	0,215	0,0017	0,0022	0	0,0052
Среднее значение за IV квартал 2022г.				0,00095	0,233	0,295	0,0012	0,0015	0,000	0,0072

Анализ проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха, показал, что за 2022-2024 года максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым веществам в точках отбора проб незначительны, находятся в допустимых пределах и не превышают санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДК м. р.), установленных для населенных мест.

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

Контроль соблюдения нормативов НДВ на источниках загрязнения

На месторождении Дунга предусматривается также контроль на основных источниках загрязнения атмосферы, для которых установлены нормативы предельно допустимых выбросов (ПДВ). Производственный контроль проводится непосредственно на источниках загрязнения на специально оборудованных точках отбора.

При проведении контрольных замеров на источниках выбросов необходимо контролировать параметры газовой смеси (температуру, скорость, объем), которые, наряду с объемом выбросов, определяют концентрации загрязняющих веществ



на источнике. Частота проведения контроля за источниками первой категории, вносящими основной вклад в загрязнение атмосферы – 1 раз в квартал.

В число обязательных контролируемых веществ должны быть включены основные загрязняющие вещества – азота оксид, азота диоксид, серы диоксид, сажа, углерода оксид, углеводороды. Нормативы ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу, по каждому веществу, приведены в «Проекте нормативов предельно-допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов месторождения Дунга».

Мониторинг промышленных выбросов проводился в соответствии с План-графиком контроля за соблюдением нормативов ПДВ на источниках выбросов, разработанных в соответствии с «Проектом нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов месторождения Дунга на 2024 год».

Сравнительные данные по величине выбросов на организованных источниках за 4 квартал 2023 г. и 2024 г. представлены в таблице 1.8.

Таблица 1.8 - Сравнительные данные по величине выбросов на организованных источниках за 4 квартал 2023 г. и 2024 г.

№ контр. точки	Производство, цех, участок/Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Результаты замеров 4 кв. 2023 г.		Результаты замеров 4 кв. 2024 г.		Норматив выбросов ПДВ	
			г/с	мг/м ³	г/с	мг/м ³	г/с	мг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Газотурбинные электростанции Taurus-60 №1101	Диоксид азота	0,000	0,000	1,26	106	13,2	1178,865
		Оксид азота	0,064	8	0,083	7	2,145	191,565
		Диоксид серы	0,072	9	0,131	11	2,1389	203,349
		Оксид углерода	0,345	43	0,17	15	11	982,387
		Метан	0,120	15	0,21	18	3,6667	348,599
2	Газотурбинные электростанции Taurus-60 №1103 (на газу)	Диоксид азота	0,436	23	0,89	109	13,2	1178,865
		Оксид азота	1,081	57	0,188	23	2,145	191,565
		Диоксид серы	0,000	0,000	0,0491	6	2,1389	203,349
		Оксид углерода	1,555	82	0,09	11	11	982,387
		Метан	0,4932	26	0,2	25	3,6667	348,599
3	Газотурбинные электростанции Taurus-60 №1104 (на газу)	Диоксид азота	Не работал		1,02	106	13,2	1178,865
		Оксид азота			0,213	7	2,145	191,565
		Диоксид серы			0,0328	11	2,1389	203,349
		Оксид углерода			0,16	15	11	982,387
		Метан			0,2	18	3,6667	348,599
4	Печь ППТ Н-401А №0108 (на газу)	Диоксид азота	0,0103	9	Не работал		0,3966	455,126
		Оксид азота	0,0631	55			0,0644	73,904
		Углерод	0,000	0,000			0,0029	3,328
		Диоксид серы	0,0044	3,8			0,0039	4,476
		Оксид углерода	0,0218	19			0,0935	107,298
		Метан	0,0046	4			0,0935	107,298
5	Печь ППТ Н-401В №0111	Диоксид азота	0,0397	31	Не работал		0,3642	435,842
		Оксид азота	0,0615	48			0,0592	70,845
		Углерод	0,000	0,000			0,0029	3,47
		Диоксид серы	0,0051	4			0,0039	4,667
		Оксид углерода	0,0986	77			0,0896	107,225
		Метан	0,0090	7			0,0896	107,225
6	Печь ППТ Н-034-0001А №0142	Диоксид азота	Не работал		0,091	107	0,2367	237,747
		Оксид азота			0,0043	5	0,0385	38,67
		Диоксид серы			0,0043	5	0,035	351,548
		Оксид углерода			0,0043	29	0,1083	108,779
		Метан			0,006	7	0,1083	108,779
7	Печь ППТ Н-034-0001 В	Диоксид азота	Не работал		0,068	93	0,149	149,659
		Оксид азота			0,0022	3	0,0242	24,307



№ контр. точки	Производство, цех, участок/Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Результаты замеров 4 кв. 2023 г.		Результаты замеров 4 кв. 2024 г.		Норматив выбросов ПДВ	
			г/с	мг/м ³	г/с	мг/м ³	г/с	мг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	№0143	Диоксид серы Оксид углерода Метан			0,0029 0,0153 0,0044	4 21 6	0,35 0,0875 0,0875	351,548 87,887 87,887

Сравнительный анализ показал, что во всех случаях фактические значения выбросов в IV квартале 2023 и 2024 годов находятся на уровне, не превышающем установленные нормативы НДВ. Увеличение объёмов выбросов в 2024 году связано с работой дополнительных установок, не функционировавших в 2023 году.

Наибольший вклад в суммарный объем загрязняющих веществ вносят диоксид азота и оксид углерода, тогда как выбросы оксидов серы и метана незначительны. Экологическая нагрузка от работы организованных источников филиала «Dunga Operating GmbH» в IV квартале 2024 года увеличилась по сравнению с аналогичным периодом 2023 года, что связано с вовлечением в эксплуатацию дополнительных установок. Однако все фактические показатели выбросов остаются в пределах установленных нормативов и находятся на контролируемом уровне.

1.2.2 Поверхностные и подземные воды

Поверхностные воды

Поверхностные водные источники на территории месторождения Дунга отсутствуют. Временные водотоки возникают только во время ливневых дождей. От акватории Каспийского моря месторождение Дунга расположено в непосредственной близости, в пределах 7,5 км. Грунтовые воды залегают на глубинах 30 и более метров от поверхности земли.

Мониторинг поверхностных вод не проводится.

Подземные воды

В целях определения влияния разработки месторождения Дунга на подземные воды предлагается ведение мониторинга состояния подземных вод, поэтому первоочередной задачей является наличие наблюдательной сети. Специализированная наблюдательная сеть предназначена для выявления загрязнения подземных вод на территории месторождения Дунга. Основная ее задача заключается в оценке особенностей режима подземных вод в условиях активного антропогенного воздействия.

Подземные воды на территории расположения месторождения Дунга надежно защищены слабопроницаемыми отложениями горных пород, коэффициент фильтрации которых не превышает 0,8 – 1,7 м/сут. Благоприятным фактором также является глубина залегания грунтовых и подземных вод – от 30 м и ниже.

Однако нельзя исключать фактор возможного загрязнения подземных вод при опытно промышленной разработке. Реализация проектных решений на опытном участке предусматривает наличие определенных производственных действий и использование технологий, содержащих в себе неизбежные элементы воздействия на поверхностные и подземные воды.

Источниками воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами нефтяные скважины, нарушающие целостность геологической среды. Загрязнение



грунтовых и подземных вод может происходить в результате проникновения в верхний водоносный горизонт сточных бытовых и технических вод, утечек жидких нефтепродуктов и попутных вод при испытании и эксплуатации скважин.

Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух. Следствием этого является изменение химического состава и качества воды. Загрязнение подземных вод может быть обусловлено межпластовыми перетоками, нарушения целостности скважин и цементации затрубного пространства; нарушения герметичности сальников. Фактор истощения подземных вод на месторождении не рассматривается, поскольку хозяйственно-питьевое и техническое водоснабжение осуществляется за счет привозной воды.

Результаты мониторинга подземных вод

Экологическая служба компании ведет направленную политику по безопасности работ для сохранения окружающей среды и выполняет ряд последовательных задач по достижению постоянного и действенного улучшения охраны окружающей среды в зоне влияния участков предприятия.

Мониторинг состояния подземных вод является элементом производственного мониторинга и составной частью производственного экологического мониторинга, осуществляемого компанией для наблюдения за состоянием окружающей среды и ее изменениями под влиянием хозяйственной деятельности, с целью получения достоверной информации о воздействии на окружающую среду, оценки эффективности выполняемых мероприятий по охране окружающей среды, прогноза последствий воздействия на окружающую среду.

В пробах анализировался общий химический состав: рН, взвешенные вещества, ХПК, сухой остаток, железо общее, хлориды, сульфаты, гидрокарбонаты, натрий, калий, кальций, магний, сероводород, фенолы, БПК₅, СПАВ, азот аммонийный, нитриты, нитраты, нефтепродукты, фториды, медь, свинец, цинк, кадмий, никель, кобальт, а также α - и β - активность. Точками отбора проб на изучение подземных вод являются места расположения мониторинговых скважин. Периодичность контроля - 2 раза в год.

В рамках проекта «Расширение мониторинговой сети и ведения мониторинга окружающей среды в 2018-2020 гг., ТОО «КАПЭ» пробурены скважины № Н-21, глубиной 70 м и № Н-22, глубиной 67 м. По скважинам №№ Н-21 и Н-22 получен водоприток. Скважины были включены в мониторинговую сеть.

В целях реализации аналогичного проекта ТОО «КАПЭ» на 2021-2023 гг., ТОО «КАПЭ» пробурены и обустроены мониторинговые скважины № Н-23, глубиной 82,0 м и № Н-24, глубиной 75,0 м. По вновь пробуренным скважинам №№ Н-23 и Н-24 был получен водоприток. Скважины включены в мониторинговую сеть для дальнейшего наблюдения за состоянием подземных вод.

Размещение мониторинговых скважин, пробуренных ТОО «КАПЭ», было выполнено с учетом особенностей гидрогеологических условий, характера и специфики возможного воздействия производственных объектов на подземные воды территории.

Мониторинговые исследования выполнялись специалистами ТОО «Казахстанское Агентство прикладной экологии» (Лицензия № 0041924). В ходе лабораторных анализов использовались стандартные методы измерений, принятые в Республике Казахстан.



В 2022 году мониторинговая сеть состоит из 22 скважин. При этом, в силу специфических гидрогеологических условий района, обусловленных наличием первого от поверхности локально- водоносного горизонта, 10 из пробуренных мониторинговых скважин на месторождении безводны. Мониторинговые скважины №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 12, 15 и 20 подземных вод не содержат, по мониторинговым скважинам №№ 8, 9, 10, 11, 13, 14, 16, 17, 18, 19, 21, 22 были отобраны пробы воды для проведения лабораторных исследований.

В настоящее время мониторинговая сеть на территории месторождения Дунга состоит из 24-х наблюдательных скважин. В II полугодии 2024 г. опробование на месторождении Дунга проводилось по тринадцати наблюдательным скважинам №№ Н-8, Н-9, Н-10, Н-11, Н-13, Н-14, Н-17, Н-18, Н-19, Н-21, Н-22, Н-23, Н-24; скважины №№ Н-1 – Н-7, Н-12, Н-15, Н-20 безводны. В I полугодии 2024 г. не был произведен отбор проб из скважины Н-16 по техническим причинам состояния скважины.

Мониторинговые наблюдения за качеством подземных вод на территории месторождения Дунга проводились на станциях мониторинга, определенных Программой производственного экологического контроля и Рабочим проектом на расширение мониторинговой сети и ведения мониторинга окружающей среды и расположенных в зоне возможного влияния производственных объектов.

На рисунке 1.13 представлена карта-схема мониторинговых скважин.

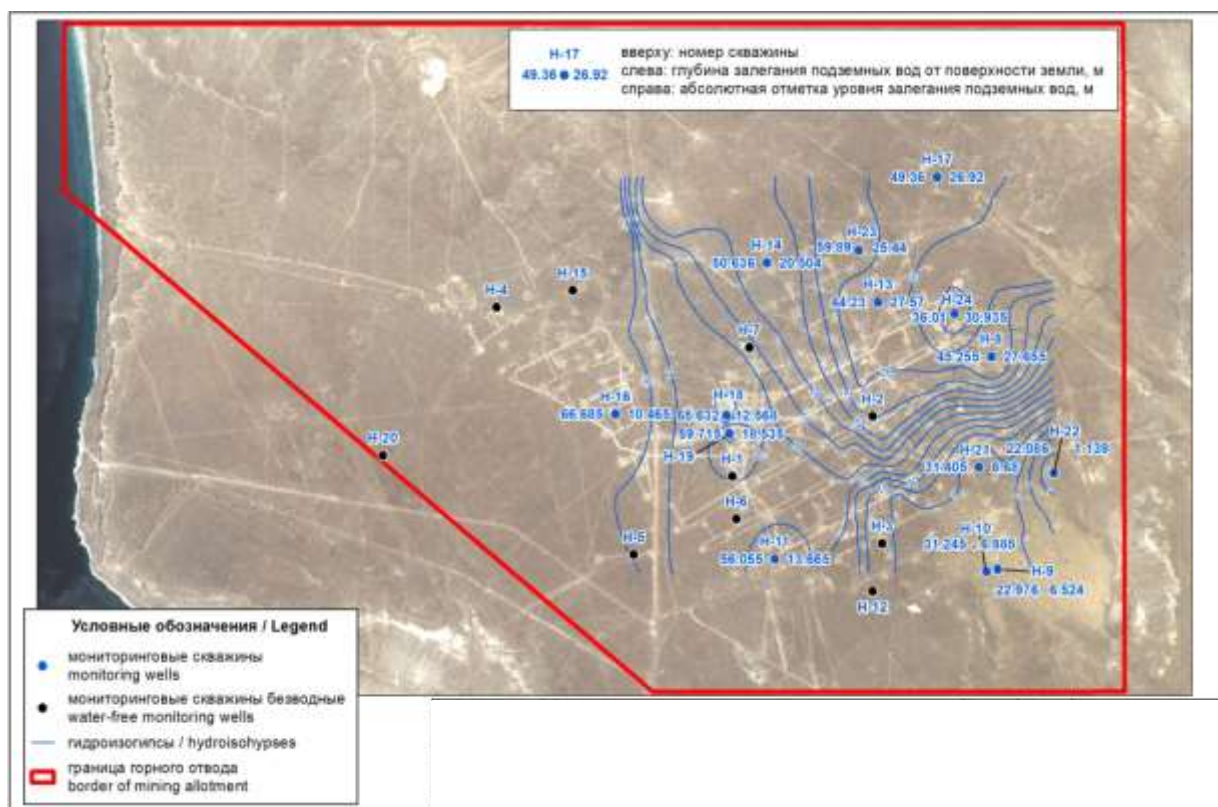


Рисунок 1.13 - Карта-схема мониторинговых скважин

В таблице 1.9 представлены результаты проведенного мониторинга подземных вод на территории месторождения Дунга за период 2022-2024 гг.

Таблица 1.9 - Результаты мониторинга подземных вод на месторождении Дунга за период 2022-2024 гг.

Определяемые ингредиенты, мг/дм ³	2022 г.	2023 г.	2024 г.	(Фон среднее за 2012 год)
pH среда	8,24	7,91	7,85	-
Сухой остаток	11344	12736	12937	8661,5
HCO ₃	375	144,9	153,3	-
Na	3030,5	3191	3310	-
K	55,5	50,9	33,9	-
Ca	482	583	569	-
Mg	440	406	413	-
SO ₄	1470	1564	1508	-
Cl	5753	6337	6736	-
NO ₂	0,087	0,07	0,054	0,1
NO ₃	0,285	0,24	0,2	н/о*
NH ₄	7,9	3,12	3,65	7,2
СПАВ	0,12	0,017	0,021	0,5
Нефтепродукты	0,12	0,07	0,56	0,2
F-	0,425	0,43	0,39	1,2
БПК ₅ , мгО/дм ³	36,65	16,4	17,2	1,1
ХПК, мгО/дм ³	92,5	62	71,8	200
Взвешенные вещества	558	476	501,1	441,6
Фенолы	0,06	0,006	0,0036	0,001
Fe общее	0,14	5,16	2,16	0,3
Медь (Cu)	0,006	5,16	0,063	н/о*
Кадмий (Cd)	<0,0001	<0,0001	<0,0001	н/о*
Свинец (Pb)	<0,001	<0,001	<0,001	н/о*
Цинк (Zn)	<0,01	<0,01	<0,01	н/о*
Никель (Ni)	0,003	0,012	0,007	н/о*
Кобальт (Co)	0,0009	0,001	0,0007	н/о*
Сероводород	0,006	0,006	0,15	н/о*
Перманганатная окисляемость	4,89	2,45	2,45	-

Анализ результатов мониторинговых наблюдений за состоянием подземных вод на месторождении Дунга показал следующее:

Состав подземных вод по скважинам 8, 9, 10, 11, 13, 14, 17, 19, 21, 22 преимущественно хлоридный натриевый, в скважине Н-18 – хлоридный натриево-кальциевый, а в скважинах Н-23 и Н-24 – хлоридно-сульфатный натриевый. По результатам лабораторных исследований, пределы минерализация подземных вод изменялись от 7,2 до 23,8 г/дм³. Воды сильно солоноватые в скважинах Н-13, Н-17, Н-24 и соленые во всех остальных скважинах.

По величине pH воды нейтральные в скважинах Н-21, Н-22, Н-23, Н-24, слабокислые в скважинах Н-8, Н-14, Н-19, щелочные в Н-10, Н-11, Н-13, Н-17, Н-18 и сильнощелочные в скважине Н-9. pH грунтовых вод варьировался в пределах с 8,24 до 7,85. В 2023-2024 гг. по сравнению с 2022 годом наблюдается понижение содержания контролируемого компонента. Изменения уровня pH не является показателем загрязнения воды, зависит от минерального состава вод и варьирует в широком диапазоне. Полученные значения сопоставимы с многолетними значениями.

Сухой остаток подземных вод — это важный показатель, который характеризует содержание растворенных веществ в воде и может служить индикатором ее качества. В 2022 году уровень сухого остатка подземных вод составил 11344 мг/л, что указывает на относительно низкое содержание растворенных солей и, следовательно, на хорошее



качество воды. В 2023-2024 году наблюдается увеличение этого показателя от 12736 до 12937 мг/л. Это может свидетельствовать о возможных изменениях в экосистеме, таких как увеличение минерализации воды, что может быть связано с изменениями в климатических условиях, антропогенной деятельностью или другими факторами, влияющими на состав подземных вод. Таким образом, наблюдаемая динамика сухого остатка подземных вод в указанные годы подчеркивает необходимость постоянного мониторинга и анализа состояния водных ресурсов, а также разработки мер по их охране и рациональному использованию.

Взвешенные вещества в подземных водах являются важным показателем их качества и состояния экосистем. В 2022 и 2024 году уровень взвешенных веществ в подземных водах составил от 501,1 до 558 мг/л, что указывает на достаточно высокую степень загрязнения или наличие значительного количества частиц в воде. В 2023 году наблюдается заметное снижение показателя до 476 мг/л. Это снижение может свидетельствовать о положительных изменениях в управлении водными ресурсами, улучшении технологий очистки сточных вод или изменении в условиях окружающей среды, способствующих уменьшению количества взвешенных веществ.

Содержание кальция в отчетном периоде экологических исследований было зафиксировано выше результатов, полученных в 2022 году. Так, среднее значение составило 576 мг/дм³ за период 2023-2024 гг. Изменение состава воды с сульфатно-кальциевого на хлоридно-натриевый влечет за собой понижение кальция относительно аналогичного периода наблюдений. Содержание Na в 2024 году составляло 3310 г/дм³, полученные данные выше показателей за 2022-2023 гг.

Концентрация магния в грунтовых водах регистрировалась в пределах в 2022-2023 году от 406 до 440 мг/дм³, что выше среднего результата анализов 413 мг/дм³ за 2024 год. Изменение состава воды влечет за собой изменение количества солей, образующих минерализацию. В связи с этим наблюдается повышение магния по сравнению с аналогичным периодом.

На основании результатов экологического мониторинга концентрация железа общего в грунтовых водах варьировалась в интервале значений 0,14 мг/дм³ – 5,16 мг/дм³. В целом по исследуемой территории среднее содержание контролируемого компонента составило 2,487 мг/дм³ и по сравнению со средним показателем за аналогичный период содержание Fe в подземных водах понизилось.



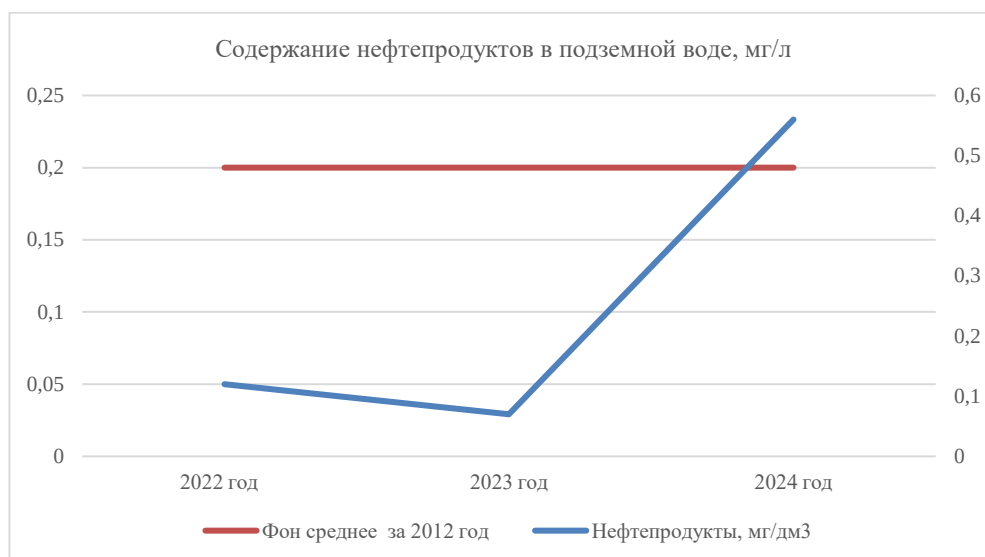


Рисунок 1.14 - Содержание нефтепродуктов в подземной воде, мг/л

Сравнительный анализ данных мониторинга за 2022-2024 годы по содержанию нефтепродуктов в подземной воде (рис. 1.14) показал, что концентрация нефтепродуктов имеет тенденцию повышения по сравнению с предыдущим периодом исследований. Тяжелые металлы присутствуют в количестве минимальном или не превышающем пределы обнаружения. С 2022 г. - $0,12 \text{ мгО}_2/\text{дм}^3$ до в 2024 г. - $0,56 \text{ мгО}_2/\text{дм}^3$.

В целом содержание большинства контролируемых показателей соответствует условно фоновым данным 2012 года, а также соотносятся с результатами, полученными в предыдущий период наблюдений, с незначительным изменением концентраций по ряду параметров, обусловленными, по-видимому, сезонными колебаниями и естественными химическими процессами.

По результатам лабораторных анализов было выявлено, что среднее содержание показателя СПАВ в подземных водах регистрировалось в пределах $0,021 \text{ мг}/\text{дм}^3$, что ниже среднего значения за аналогичный период 2022 года. Снижение концентрации контролируемого показателя связано с особенностями формирования и изменением минерального состава подземных вод.

Показатель ХПК в районе отбора проб составлял $71,8 \text{ мгО}_2/\text{дм}^3$ – $92,5 \text{ мгО}_2/\text{дм}^3$ и находился ниже результатов $62 \text{ мгО}_2/\text{дм}^3$ 2023 года. Показатель ХПК характеризует общее количество содержащихся в воде восстановителей, как органических, так и неорганических.

Визуальное обследование месторождения Дунга, показало, что загрязнения подземных вод отсутствуют. Мониторинговые скважины находятся в удовлетворительном состоянии снабжены крышками. С целью дальнейшего снижения отрицательного воздействия на водные ресурсы и предотвращения неблагоприятных экологических последствий рекомендуется проведение мероприятий, включающих профилактические работы, обеспечивающие безаварийную работу оборудования по добыче, транспортировке и подготовке нефти.

Выполнение всех требований в области охраны окружающей среды, комплекса законов и экологических нормативов, предложенных рекомендаций в полной мере позволит свести неблагоприятные воздействия к минимуму, обеспечив экологическую безопасность акватории и прилегающих территорий.



1.2.3 Почвы

Экологическая служба предприятия ведет направленную политику по безопасности работ для сохранения окружающей среды и выполняет ряд последовательных задач по достижению постоянного и действенного улучшения охраны окружающей среды в зоне влияния участков предприятия.

Для оценки современного состояния почвенного покрова на территории месторождения Дунга представлены данные мониторинговых исследований, проведенных специалистами ТОО «Тандем-Эко» в 2022-2024 гг.

Оценка состояния почв осуществляется по результатам анализа производственной деятельности и интенсивности происходящих изменений, путем сравнения полученных показателей с первичными данными, а также с нормативными показателями.

Общей особенностью ландшафта региона месторождения Дунга является его засушливость, с несколькими пересыхающими источниками поверхностных вод и в целом обедненным режимом грунтовых вод. Все зональные почвы на данной территории являются относительно мелкозернистыми, с малой мощностью покровной мелкоземистой толщи и близким залеганием к поверхности коренных пород известняка, мела и песчаника. Почвы сформированы в четвертичных отложениях и имеют «легкий» песчано-пылевой состав, с высоким содержанием карбонатно-сульфатных солей, при высокой солености и низкой естественной продуктивности.

Критерием загрязнения почв в настоящее время являются предельно допустимые концентрации вредных элементов (ПДК), установленные нормативными санитарно-гигиеническими документами.



Рисунок 1.15 – Почвенный покров месторождения Дунга

Мониторинг за состоянием почвенного покрова выполняется в соответствии с Программой Производственного экологического контроля (ПЭК), посредством ежеквартальных наблюдений на стационарных экологических площадках (СЭП).

Места заложения СЭП были перепроверены в 2024 году и, в некоторых случаях, скорректированы с учётом особенностей и расположения производственных объектов, а также мест временного хранения отходов (существующих и ликвидированных), являющихся потенциальными источниками воздействия на почвы характеризуемой территории. Территориальная сеть пунктов наблюдений характеризует весь комплекс факторов потенциального негативного антропогенного воздействия на почвы объектов.

Непосредственно наблюдения за динамикой изменения свойств почв осуществляют на стационарных экологических площадках (СЭП), на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв. Эти



наблюдения обеспечивают выявление изменений направленности протекающих процессов и свойств, определяющих экологическое состояние почв; выявление тенденций и динамики изменений, структуры и состава почвенно-растительных экосистем под влиянием действия природных и антропогенных факторов.

Концентрации загрязняющих веществ в почве по данным мониторинга за период 2022-2024 гг. приведены в таблице 1.10.

Таблица 1.10 - Сравнительный анализ почвенного покрова месторождения Дунга за 2022-2024 гг.

Наименование ЗВ	ПДК	2022г.	2023г.	2024г.
Нефтепродукты	100,0	<3,0	26,6	30,2
Медь, мг/кг	3,0	<1,0	<1,0	<1,0
Никель, мг/кг	4,0	1,41	1,40	1,45
Кобальт, мг/кг	5,0	<1,0	<0,1	<0,2
Кадмий, мг/кг	-	<1,0	н/о	н/о
Свинец, мг/кг	32,0	4,39	10,7	12,5
Цинк, мг/кг	23,0	<1,0	0,49	1,21

Вывод: Анализ результатов лабораторных исследований на содержание в почве свинца, кадмия, меди, цинка и никеля показал отсутствие превышения норм ПДК по всем загрязняющим веществам. Загрязнение почвы территории месторождения характеризуется как *допустимое загрязнение* и относится к относительно безопасным.

Содержание наблюдаемых загрязняющих веществ не превышает нормативный показатель ПДК. В последующие периоды мониторинговых наблюдений будет произведен анализ с целью установления динамики содержания загрязняющих веществ в почвах и связью ее с техногенным влиянием, вследствие производственной деятельности предприятия.

В целом, с учетом развития инфраструктуры территория месторождения Дунга в отношении загрязнения почвенного покрова находится в удовлетворительном состоянии.

При соблюдении предусмотренных работ по рекультивации, работ по защите почвенно-растительного покрова, выполнению природоохранных мероприятий, а также продолжении мониторинговых работ неблагоприятное воздействие возможного химического загрязнения и механических нарушений будет локализовано.

Сведения о наличии собственных полигонов, хранилищ

Полигоны для захоронения отходов на территории месторождения Дунга отсутствуют.

1.2.4 Биоразнообразие рассматриваемого района

1.2.4.1 Растительность

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

Мониторинговые наблюдения за состоянием окружающей среды проводились в соответствии с «Программой производственного экологического контроля для объектов месторождения Дунга на 2024 год».



Согласно Программе ПЭК в 1 и 2 полугодии 2024 года специалистами ТОО «Тандем-Эко» был проведен мониторинг растительности и животного мира на 20 стационарных экологических площадках (СЭП).

Мониторинговые наблюдения за растительным покровом проводились с использованием традиционных геоботанических исследований и специальных методических приемов по оценке состояния растительности. При этом особое внимание уделялось изучению пространственного размещения (структуры) растительных сообществ, экологии доминирующих видов и оценке состояния фитоценозов.

Мониторинг растительности, проведенный в 1 полугодии 2024 года, показал, что состояние растительных сообществ соответствует сезону года. Отклонений в развитии надземных побегов не зафиксировано. Растительный покров исследуемой территории разреженный в виду неоднородности рельефа.

Во втором полугодии 2024 года было проведено обследование района исследования - месторождение Дунга с преобладающим числом полыни. Для проведения мониторинга на 20 опорных точках проведены геоботанические описания растительности по общепринятым методикам.

В результате проведенных исследований установлено, что растительный покров месторождения Дунга представлен, в основном, слабонарушенными фитоценозами и характерным для этого района флористическим составом. Район в целом характеризуется слабой степенью антропогенного воздействия.

Периодичность наблюдений: два раза в год, весной и осенью. Периодичность определена, исходя из состава растительности исследуемой территории, где активную роль играют коротковегетирующие виды (эфимеры и эфемероиды) и наблюдается два вида вегетации (весенний - эфемеров и эфемероидов и осенний - полукустарничков).

Определяемые параметры: стандартные геоботанические исследования как структура фитоценоза, доминирующие виды, степень покрытия, обилие, оценка состояния фитоценоза. Пешие маршруты, визуальные наблюдения за состоянием флоры.

Особо отмечаются:

- редкие, эндемичные и реликтовые виды растений;
- присутствие видов, развитие которых стимулировано хозяйственной деятельностью;
- признаки трансформации и деградации растительного покрова.

Результаты наблюдений за состоянием растительного покрова, видового разнообразия, нарушения растительных сообществ, загрязнения токсичными веществами анализируются, обобщаются и представляются в отчете по производственному экологическому мониторингу за состоянием окружающей среды.





Рисунок 1.16 – Общий вид растительности исследуемого участка

Наблюдения на стационарных площадках (СЭП) могут выявить направленность и интенсивность развития различных процессов в динамике растительности, позволить оценить устойчивость почвенно-растительного покрова к различным видам воздействия и эффективность природоохранных мероприятий.

На участках, прилегающих к технологическим объектам, растительный покров подвергся трансформации. Видовой состав территории месторождения небогат. Тип растительности – пустынный (полынно-полукустарничковая, гипергалофитно-полукустарничковая, полукустарниковая, кустарниковая формация). Из зональных видов встречаются полынь белоземельная (*Artemisia terra-albae*), которую можно отнести к доминантным видам данного биоценоза.

Растительность массива обследования развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебания температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почвообразующих и подстилающих пород, вызывающих преобладание восходящих минеральных растворов в почве.

В современной динамике экосистем и растительности антропогенно-природные процессы превалируют, так как вследствие интенсивной хозяйственной деятельности в регионе чисто природные процессы вычлениить невозможно. Они лишь являются фоном, на которые накладываются антропогенные факторы, приводящие к деградации экосистем.

Антропогенные процессы непосредственно связаны с хозяйственной деятельностью человека на данной территории. Они вызваны влиянием разнообразных антропогенных факторов, вызывающих механическое (выпас, уничтожение) и химическое (загрязнение окружающей природной среды) повреждение растительности и других компонентов экосистем (почв, животного мира и др.).

Потенциальными источниками воздействия на растительность при проведении планируемых работ являются: автотранспорт, строительная техника и др.

В последние годы значительно расширилась сеть несанкционированных полевых дорог, в связи с прогрессирующим освоением территории. Это воздействие приводит к полному уничтожению растительного покрова по трассам полевых автодорог. Нарушенность растительности в результате транспортного воздействия составляет иногда до 5 % от общей площади.

Повсеместно негативное влияние на состояние растительного покрова оказывает возрастающее химическое загрязнение территории. Особенно сильно этот фактор проявляется в зоне влияния нефтепромыслов. Растительный покров этих участков угнетен, естественное возобновление видов подавлено.

Аккумуляция газа в экосистеме идет с участием трех компонентов: растительности, почвы и влаги. В зависимости от погодно-климатических условий, солнечной радиации и влажности почв может изменяться поглотительная способность и удельный вес этих компонентов.



Рисунок 1.17 – Фаза вегетации

Учитывая, что участок месторождения находится на пустынной территории, где многие виды представлены суккулентными формами, ксерофитами, а многие имеют густое опушение, можно сделать вывод о том, что большая часть представителей пустынной флоры газоустойчива. К ним относятся все доминирующие виды пустынных ландшафтов: биюргун, тасбиюргун, сарсазан, полыни, итсигек, однолетние солянки. Менее газоустойчивы злаки. Основная часть территории издавна и в настоящее время используется под пастбища. Выпасаются мелкий рогатый скот, овцы, козы, в меньшей мере - крупнорогатый скот, а также лошади и верблюды. Пастбищное использование территории предопределяется характером растительного покрова. Кормовое значение имеют большинство произрастающих на территории видов.

По материалам наблюдений на точках описания зарегистрировано подавляющее число представителей семейства маревых (*Chenopodiaceae*), сложноцветных (*Asteraceae*) и амарантовых (*Amaranthaceae*).

Визуальные наблюдения проводились на 20 СЭП (точки СЭП-1 – СЭП-20). Общий видовой состав растительности месторождения представлен в таблице 1.11.

Таблица 1.11 - Общий видовой состав растительности месторождения Дунга за 2024 год

Семейство	Род	Вид	Жизненная форма	Обилие по шкале Друде*
Asteraceae	Artemisia	terrae-albae	Полукустарник	Cop2
		halophila	Полукустарник	Sp
Amaranthaceae	Salsola	nitraria	Кустарничек	Sol
		gemmaescens	Полукустарник	Sol
		arbuscula	Кустарник	Sol
	Halocnemum	strobilaceum	Кустарник	Cop1
	Corispermum		Кустарник	Sol
	Salicornia	europa	Трава	Sol
	Kalidium	capsicum	Кустарничек	Sol
Poaceae	Eremopyrum	triticeum	Трава	Cop2
	Agropyron	desertorum	Трава	Sol
Chenopodiaceae	Anabasis	salsa	Полукустарник	Cop2
	Kochia	prostrata	Полукустарник	Sol
Ephedrales	Ephedra		Полукустарничек	Sol
Fabaceae	Algahi	pseudalhagi	Кустарник либо полукустарник	Sp
Zygophyllaceae	Peganum	harmala	Трава	Sol

*Soc (socialis) - обильно, растения смыкаются своими наземными частями, образуя чистую заросль, другие виды встречаются очень редко;
 Cop3 (copiosus) - очень много, растения очень обильны, они являются фоновыми;
 Cop2 - много, растения встречаются часто, их много, они разбросаны;
 Cop1 - довольно много, растения встречаются изредка, рассеянно;
 Sp (sparsus) - мало, растения встречаются весьма редко;
 Sol (solitaris) - единично, растений очень мало, всего несколько экземпляров на пробную площадь;
 Un (unicum) - единственный экземпляр.

Мониторинг растительности, проведенный в 2024 году, показал, что состояние растительных сообществ соответствует сезону года. Отклонений в развитии надземных побегов не зафиксировано. Растительный покров исследуемой территории разреженный в виду неоднородности рельефа.

СЭП-1 заложена в равнинной местности в районе площадки печей подогрева нефти Н-401 А/В/С/Д (ЦПС). В районе исследования основу травостоя представляют многолетние травы и полукустарники. Участок неоднородный. Древесный ярус отсутствует. Травяно-кустарничковый ярус представлен злаково-полынным сообществом. Участок неоднородно заселен растительностью. Проективное покрытие составляет 15-20 %. Высота растений 10-35 см. Фенологические фазы: увядание. Доминантами являются полынь белоземельная и солянка.

СЭП-2 также расположена в равнинной плоскости в районе Скважины № 28. Почвы представлены антропогенными (техногенно-нарушенными) аналогами солончаков типичных. Исследуемая территория представлена равниной. Почва сухая. Проективное покрытие составляет 60%. Древесный ярус отсутствует. Травяно-кустарничковый ярус представлен следующими видами: Halocnemum strobilaceum, Limonium suffruticosum, Salsola nitraria, Salsola paulseni Litv, Artemisia terrae-albae, Salsola nitraria, Salsola paulseni Litv., Artemisia arenaria.

СЭП-3 находится в районе скважины №29 в равнинной местности с преобладанием полынно-злаковой ассоциацией. Древесный ярус отсутствует. Исследуемая территория представлена равниной. Проективное покрытие составляет 30 - 35 %. Почва влажная, песчаная. Растения произрастают неравномерно, группами. Доминантом является



Artemisia terrae-albae. Высота растений составляет 10 - 30 см. Растения находятся в фазе цветения.

СЭП-4 заложена в районе скважины № 30. Участок представлен равниной. Участок неоднородный, имеются возвышенности. Почва влажная. Древесный ярус отсутствует. Травяно-кустарничковый ярус представлен полынным сообществом. Видовой состав данного сообщества: *Anabasis salsa* (высота 20-30 см), *Artemisia terrae-albae* (10-25 см), *Salsola paulseni* Litv. (10-30 см). Средняя высота растений 10-30 см.

В районе скважины № 27 расположена СЭП-5. Участок занижен. Древесный ярус отсутствует. Доминирует травяно-кустарничковый ярус. На данном участке растительность полностью покрывает почвенный покров. Отмечаются следующие виды растений: *Tamarix*, *Eremopyrum*, *Salicornia*, *Artemisia*. Доминанты в данном сообществе *Tamarix* и *Artemisia*. Высота растений: *Tamarix* – 10-55 см, *Eremopyrum* – 10 см, *Salicornia* – 3-5 см

СЭП-6 находится в районе скважины № 32. Исследуемая территория представлена равниной. Почва сухая. Проективное покрытие составляет 60 %. Древесный ярус отсутствует. Травяно-кустарниковый ярус представлен следующими видами: *Halochneum strobilaceum*, *Limonium suffruticosum*, *Salsola nitraria*, *Salsola paulseni* Litv., *Artemisia terrae-albae*, *Salsola nitraria*, *Salsola paulseni* Litv., *Artemisia arenaria*.

СЭП-7 – район площадки факела ЦПС. Травяно-кустарниковый ярус представлен полынно-солянковым сообществом. Древесный ярус отсутствует. Доминантами являются *Artemisia terrae-albae*, *Salsola arbuscula*, *Salsola gemmascens*, *Salsola nitraria*. Встречается однолетник *Climacoptera crassa*. Высота растений от 15 см до 60 см. Растительность распределена равномерно.

СЭП-8 заложена в районе Скважины №190V (I5). Проективное покрытие травяно-кустарникового яруса составляет 60%. Древесный ярус отсутствует. Участок представлен большим количеством сухостоя, основу которого составляют однолетники. Высота растений 10 – 35 см. Растительность распределена неоднородно.

СЭП-9 находится на северо-западной границе СЗЗ месторождения. Древесный ярус отсутствует. Почва влажная. Доминантом является сарсазан. Проективное покрытие 25 – 30%. Видовой состав представлен *Halochneum strobilaceum*, *Artemisia terrae-albae*, *Salsola nitraria*. Высота растений составляет 50 -70 см.

В районе СЭП-10 (Скважина 10). Участок неоднородный, имеются возвышенности. Почва влажная. Древесный ярус отсутствует. Травяно-кустарничковый ярус представлен полынным сообществом. Видовой состав данного сообщества: *Anabasis salsa* (высота 20-30 см), *Artemisia terrae-albae* (10-25 см), *Salsola paulseni* Litv. (10-30 см). Средняя высота растений 10-30 см.

СЭП-11 расположена на восточной границе СЗЗ месторождения. Исследуемая территория представлена равниной. Почва сухая. Проективное покрытие составляет 60 %. Древесный ярус отсутствует. Травяно-кустарниковый ярус представлен следующими видами: *Halochneum strobilaceum*, *Limonium suffruticosum*, *Salsola nitraria*, *Salsola paulseni* Litv., *Artemisia terrae-albae*, *Salsola nitraria*, *Salsola paulseni* Litv., *Artemisia arenaria*.

СЭП-12 заложена на юго-восточной границе СЗЗ месторождения. Проективное покрытие участка 90%. Травяно-кустарниковый ярус представлен однолетними и многолетними злаковыми сорняками. Видовой состав представлен: *Poa pratensis*, *Bromus*



secalinus, *Artemisia terrae-albae*, *Anabasis salsa*. Высота растений от 10 см до 45 см. Присутствует сухостой.

СЭП-13 расположена на юго-западной границе СЗЗ месторождения. Исследуемая территория представлена равниной. Проективное покрытие составляет 30 - 35 %. Почва влажная, песчаная. Растения произрастают неравномерно, группами. Доминантом является *Artemisia terrae-albae*. Высота растений составляет 10 - 30 см.

СЭП-14 находится на западной границе СЗЗ месторождения. Почва исследуемой территории представлена песками с ракушками. Из сообществ преобладают сарсазановые, галофильнополынно-сарсазановые (*Halocnemum strobilaceum*, *Artemisia halophila*). Были встречены отдельные кусты тамарикса (*Tamarix ramosissima*). Древесный ярус отсутствует. Проективное покрытие 70 %. Высота растений 30 – 90 см.

СЭП-15 заложена на границе вахтового поселка подрядчиков. Травяно-кустарниковый ярус представлен полынно-солянковым сообществом. Древесный ярус отсутствует. Доминантами являются *Artemisia terrae-albae*, *Salsola arbuscula*, *Salsola gemmascens*, *Salsola nitraria*. Встречается однолетник *Climacoptera crassa*. Высота растений от 15 см до 60 см. Растительность распределена равномерно.

СЭП-16 заложена в районе скважины 17. Видовой состав растительности на данном участке беден, распределение растений неравномерное. Проективное покрытие 30%. Высота растений 20 – 60 см. Сообщество представлено следующими видами: *Alhagi*, *Artemisia*, *Convolvulus*, *Eremopyrum*, *Echinochloa*. Доминантом является: *Alhagi*. Помимо многолетников, присутствует сухостой. Древесный ярус отсутствует.

СЭП-17 расположена на северной границе СЗЗ месторождения. Исследуемая территория представлена равниной. Проективное покрытие составляет 30 - 35 %. Почва влажная, песчаная. Растения произрастают неравномерно, группами. Доминантом является *Artemisia terrae-albae*. Высота растений составляет 10 - 30 см.

СЭП-18 заложена в районе скважины № 18. Местность данного участка равнинная. Почва песчаная, сухая. Древесный ярус отсутствует. Проективное покрытие составляет 50%. Видовой состав исследуемого сообщества беден, представлен галофитами. Высота растений 20 – 50 см.

СЭП-19 заложена в районе скважины № 19. Проективное покрытие исследуемого участка 40%. Древесный ярус отсутствует. Видовой состав представлен *Artemisia terrae-albae*, *Anabasis salsa*, *Halocnemum strobilaceum*.

СЭП-20 заложена в районе скважины № 20. Растительность произрастает неоднородно. Проективное покрытие 15 – 20 %. Высота растений 20 – 70 см. Доминантами являются злаковые сорняки.

Исследуемая территория представлена полынным, сарсазановым, сарсазаново-солянковым, сарсазаново-кермековым сообществами. Растительность обычно разрежена, среднее проективное покрытие почвы растениями от 20 до 85%, средняя высота растительности 10 — 70 см. На некоторых исследуемых участках были зафиксированы сухостой, сохранившиеся с прошлого года.

Растительность массива обследования развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебания температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почвообразующих и подстилающих пород, вызывающих преобладание восходящих минеральных растворов в почве.



В современной динамике экосистем и растительности антропогенно-природные процессы превалируют, так как вследствие интенсивной хозяйственной деятельности в регионе чисто природные процессы вычлениить невозможно. Они лишь являются фоном, на которые накладываются антропогенные факторы, приводящие к деградации экосистем.

Антропогенные процессы непосредственно связаны с хозяйственной деятельностью человека на данной территории. Они вызваны влиянием разнообразных антропогенных факторов, вызывающих механическое (выпас, уничтожение) и химическое (загрязнение окружающей природной среды) повреждение растительности и других компонентов экосистем (почв, животного мира и др.).

Потенциальными источниками воздействия на растительность при проведении планируемых работ являются: автотранспорт, строительная техника и др.

В последние годы значительно расширилась сеть несанкционированных полевых дорог, в связи с прогрессирующим освоением территории. Это воздействие приводит к полному уничтожению растительного покрова по трассам полевых автодорог. Нарушенность растительности в результате транспортного воздействия составляет иногда до 5 % от общей площади.

Повсеместно негативное влияние на состояние растительного покрова оказывает возрастающее химическое загрязнение территории. Особенно сильно этот фактор проявляется в зоне влияния нефтепромыслов. Растительный покров этих участков угнетен, естественное возобновление видов подавлено.

Аккумуляция газа в экосистеме идет с участием трех компонентов: растительности, почвы и влаги. В зависимости от погодно-климатических условий, солнечной радиации и влажности почв может изменяться поглотительная способность и удельный вес этих компонентов.

Учитывая, что участок месторождения находится на пустынной территории, где многие виды представлены суккулентными формами, ксерофитами, а многие имеют густое опушение, можно сделать вывод о том, что большая часть представителей пустынной флоры газоустойчива. К ним относятся все доминирующие виды пустынных ландшафтов: биюргун, тасбиюргун, сарсазан, полыни, итсигек, однолетние солянки. Менее газоустойчивы злаки. Основная часть территории издавна и в настоящее время используется под пастбища. Выпасаются мелкий рогатый скот, овцы, козы, в меньшей мере - крупнорогатый скот, а также лошади и верблюды. Пастбищное использование территории предопределяется характером растительного покрова. Кормовое значение имеют большинство произрастающих на территории видов.

В районах техногенного влияния в сообществе преобладают сорные виды травянистых растений. Редких, эндемичных и реликтовых видов растений на территории месторождения Дунга не обнаружено. В целом по результатам наблюдений экологическое состояние растительности в отчетном периоде удовлетворительное, аномальных отклонений в развитии не зафиксировано.

1.2.4.2 Редкие, эндемичные виды растений, занесенные в «Красную книгу» Казахстана

Редких видов в составе растительных сообществ в районе работ, таких как редкие виды тюльпанов (*Tulipabiebersteiniana*, *T.biflora*, *T.schrenkii*) во время проведения мониторинга зафиксировано не было.



1.2.4.3 Животный мир месторождения

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

На месторождении Дунга в 2024 году в рамках мониторинговых исследований были проведены полевые исследования за состоянием животного мира.

Изменения состояния среды обитания животного мира, происходящие под воздействием природных и техногенных факторов, в значительной степени зависят от характера техногенных нагрузок на места обитания животных на разных этапах развития инфраструктуры месторождения.

Основной методикой сбора материала служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и отчасти млекопитающих. При проведении исследований выделяются наиболее чувствительные для животных участки месторождения, в отношении которых должны применяться особые меры по снижению антропогенной нагрузки. Периодичность наблюдений: два раза в год, весной и осенью.

Фаунистические мониторинговые площадки. Места закладки контрольных и мониторинговых площадок совпадают с участками, на которых проводится мониторинг растительности. Наибольшей заботе со стороны человека должны подвергаться все виды животных, которые представляют научную ценность и требуют бережного отношения к себе. В связи с этим первоочередной задачей для их сохранения и восстановления является запрещение охоты на территории месторождения и в прилегающих регионах.

Видовой состав животного мира на территории месторождения Дунга невысокий вследствие экстремальных факторов среды и бедности кормовой базы. Незначительное количество беспозвоночных на обследованной территории встречается на участках с травянистой растительностью. На промышленных участках встречается не более 5 % видов фауны беспозвоночных. Количество видов свойственное тому или иному участку может изменяться в зависимости от сезона года.

Земноводные учитываются в полосе шириной 2 метра. Для установления видового состава и численности пресмыкающихся в биотопах с обнаженной почвенной поверхностью учетная полоса составляет в ширину 6-8 м, а на участках, сплошь покрытых растительностью, до 2 м. Длина маршрутов определяется емкостью биотопов. Данные учетов пересчитываются на 1 га.

Животный мир представлен пресмыкающимися, паукообразными и млекопитающими (грызуны), птицами. Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет лежек, жилых нор, регистрация свежих следов и следов жизнедеятельности. Помимо этого, проводится сбор и анализ погадок хищных птиц (отрывивание, непереваренные остатки пищи - шерсть, кости). Идентификация костных остатков в погадках хищных птиц, позволяет дополнить или уточнить фаунистический состав мелких млекопитающих в том или ином районе.

Наибольшей заботе со стороны человека должны подвергаться все виды животных, которые представляют научную ценность и требуют бережного отношения к себе. В связи с этим первоочередной задачей для их сохранения и восстановления является запрещение охоты на территории месторождения и в прилегающих регионах.

Для охраны фауны должны проводиться следующие мероприятия:



– создание условий для беспрепятственного пересечения животными искусственных сооружений, преграждающих их миграционные пути. Для этого в сооружениях (заборах, изгородях, трубопроводах и др.) необходимо оставлять проходы для животных шириной 50-100 метров на каждые 1-2 км;

– траншеи не должны быть длительное время не закопанными.

Учет птиц проводят по общепринятым методам в полосе шириной от 10-50 м (мелкие виды птиц) и до 500 м (крупные виды). Длина учетного маршрута составляет до 1 км в пределах одного биотопа. Полученные данные пересчитывают на 1 га.

Для учета численности большой песчанки и других мелких грызунов используют маршрутно-колониальный метод. При этом получают данные по трем основным показателям, характеризующих состояние численности этих грызунов: выяснение плотности колоний, определение обитаемости колоний и среднего числа песчанок, живущих в одной колонии. Исходя из этих показателей, вычисляется плотность зверьков на 1 га.

При проведении наблюдений на СЭП особое внимание уделяется следующим видам животных:

- редким, исчезающим и особо охраняемым видам;
- индикаторным в отношении антропогенного воздействия видам.

При проведении исследований выделяются наиболее чувствительные для животных участки месторождения, в отношении которых должны применяться особые меры по снижению антропогенной нагрузки.

Воздействие на животный мир можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих
- миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и
- утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с
- установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия, изоляция источников шума: насыпями,
- экранизирующими устройствами и заглублениями;



- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты,
- создание маркировок на объектах и сооружениях;
- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ;
- проведение мониторинговых исследований за состоянием животного мира.

В первой половине 2024 года по результатам пешего маршрута были встречены несколько особей среднеазиатской черепахи. Кроме того, проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности и во время переездов на автомобиле.

На основе полученных данных можно сделать вывод, что деятельность человека в любом ландшафте для сохранения видов и экосистем должна быть в умеренных масштабах, т.е. наиболее приемлемый принцип активного и разумного управления хозяйственной деятельностью, в частности производственное освоение месторождения.

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

Из числа обитающих в этом регионе Мангистауской области пресмыкающихся в Красную книгу Казахстана внесен единственный вид – четырехполосый полоз – *Elaphe quatuorlineata*. Эта змея имеет довольно широкое распространение. Ее ареал в Казахстане простирается от восточного побережья Каспия до северо-восточного Приаралья и обособлен от основной области распространения. В рассматриваемом районе четырехполосый полоз отмечен на закрепленных и полужакрепленных песках, на глинистых и защебненных равнинах и солончаках. В качестве убежищ использует норы песчанок и сусликов, трещины, промоины почвы, нагромождения камней. Несмотря на широкое распространение, четырехполосый полоз повсеместно редок, имеются лишь единичные находки этого вида. Будучи самой крупной змеей этого региона и обладая крайней агрессивностью при встрече с человеком, ее принимают за ядовитую и уничтожают.



а) Сайгак



б) Устюртский горный баран



в) Пятнистая кошка



г) Каракал

Рисунок 1.18- Представители животного мира Мангистауской области

Среди млекопитающих региона также имеются редкие и исчезающие виды: белозубка-малютка, белобрюхий стрелоух, бледный карликовый тушканчик, дикобраз, барханный кот, манул, каракал, гепард, перевязка, медоед, джейран, устюртский горный баран, туркменский кулан, каракал, пятнистая кошка, барханный кот, розовый пеликан, кудрявый пеликан. желтая цапля, малая белая цапля, фламинго, лебедь-кликун, малый лебедь, журавль –красавка, серый журавль, султанка, дрофа, стрепет, кречетка, змеяяд (рис. 1.18).

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

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

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

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

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

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

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

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

Пятнистая кошка. Довольно обычна и часто встречается на территории.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Млекопитающие

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

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



1.2.5 Радиационная обстановка

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

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

Радиационный контроль является одной из важнейших составных частей комплекса мер по обеспечению радиационной безопасности. Задачей радиационного мониторинга являются охрана здоровья населения от вредного воздействия техногенных и природных источников ионизирующего излучения и защита окружающей среды от радиоактивного загрязнения.

Главной целью радиационной безопасности является охрана здоровья населения, включая персонал, от вредного воздействия ионизирующего излучения путем соблюдения основных принципов и норм радиационной безопасности без необоснованных ограничений полезной деятельности при использовании излучения в различных областях хозяйства.

Для выполнения основных требований радиационной безопасности на месторождении Дунга проводится радиационно-дозиметрическое обследование скважинного и технологического оборудования, производственной территории и мест постоянного присутствия персонала. Результаты исследований позволяют сделать вывод о радиологической обстановке исследуемой территории на месторождении.

Зона влияния загрязняющих веществ от источников не распространяется за пределы принятого нормативного размера санитарно-защитной зоны - 1000 м по всем направлениям для самого месторождения. Зафиксированные концентрации загрязняющих веществ на источниках выброса не превышали допустимые концентрации на границе СЗЗ.

С целью недопущения загрязнения окружающей среды и утери контроля над закрытыми источниками ионизирующего излучения в рамках радиационного мониторинга в 2024 году продолжено проведение радиационно-дозиметрического контроля действующего технологического и промышленного оборудования, а также рабочих мест операторов и другого задействованного в работе с оборудованием персонала.

Объектами радиационного мониторинга, на которых в обязательном порядке выполнялись измерения мощности дозы гамма-излучения в 2024 г., являются следующие производственные объекты:

На территории ЦПС:

- Насосная нефти и ППД;
- Резервуары РВС-2000 (Т-101, Т-102, Т-103, Т-104);
- Сепараторы пластовой воды (Р-602, Р-603);
- Контейнеры для хранения нефтешлама;

На территории месторождения:

- Площадки проведения капитального ремонта скважин (КРС);
- Места складирования труб НКТ;



На территории площадки для хранения излишков производства:

- Места хранения оборудования (труб, задвижек и т.д.).

Групповые замерные установки:

- Спутник 101, 103;
- Спутник К-15, L-15.

Территория вахтового поселка и АБК:

- Места проживания и постоянного нахождения персонала.
- Здание административного офиса.

Фоновые точки радиационного мониторинга на границе СЗЗ:

- 2 точки на границе СЗЗ, совпадающие с точками мониторинга атмосферного воздуха (точка D5 на юго-западной границе СЗЗ и точка D6 на западной границе СЗЗ).

В рамках радиационного мониторинга Программой также предусматривается отбор пробы пластовой воды для определения суммарной альфа- и бета- активности естественных радионуклидов.

На рисунке 1.19 представлена карта-схема расположения объектов радиационного мониторинга.



Рисунок 1.19- Карта-схема расположения объектов радиационного мониторинга

Периодичность отбора и анализа проб пластовой воды - 1 раз в год. Уровни внешнего облучения определялись на основе измерения мощности экспозиционной дозы гамма-излучения обследуемых объектов. Ниже приведены данные по результатам радиологических замеров на технологическом оборудовании и территории месторождения Дунга в 2024 году (таблица 1.12).

Таблица 1.12 - Анализ радиационного мониторинга на месторождении Дунга за 2024 год

1	Территория ЦПС	МЭД, мкЗв/час
	Насосная нефти и ППД	0,09-0,13
	РВС-2000 Т-101, Т-102, Т-103, Т-104	0,10-0,14
	Сепараторы пластовой воды Р-602, Р-603	0,12-0,16
	Контейнеры для хранения нефтешлама	0,10-0,14
2	Территории нефтепромысла:	
	Площадка КРС на скважине ДГА-181	0,10-0,15
	Трубы НКТ	0,10-0,18
3	Территория Площадки для хранения излишков производства	
	Места хранения оборудования (труб, задвижек и т.д.)	0,10-0,13
4	Спутник 101, 103	0,10-0,15
5	Спутник K15, L15	0,10-0,15
6	Граница вахтового поселка	0,10-0,14
7	Граница СЗЗ (2 точки на границе СЗЗ, совпадающие с точками мониторинга атмосферного воздуха)	
	1 точка D5 юго-западная граница СЗЗ	0,09-0,11
	2 точка D6 западная граница СЗЗ	0,10-0,11
8	Административный офис	0,10-0,11
9	Место проживания персонала	0,07-0,11
10	Скважина D4 DGA-244V	0,10-0,12
11	Скважина WD6 (DGA-242)	0,08-0,12
12	Скважина W8 (DGA-247)	0,109-0,12
13	Земельный участок для строительства нефтепровода	0,11-0,12

В соответствии с программой производственного экологического контроля в 2024 году на месторождении Дунга проведены радиационные замеры мощности экспозиционной дозы гамма-излучения (МЭД) на территории основных технологических объектов, санитарно-защитной зоны (СЗЗ), административных и жилых зон, а также на эксплуатационных скважинах и земельных участках, предназначенных для строительства.

Территория нефтесборных пунктов и технологического оборудования. Значения МЭД на насосных установках, резервуарах, сепараторах и контейнерных площадках находятся в пределах 0,09–0,16 мкЗв/ч, что соответствует естественному радиационному фону.

Территория нефтепромысла на площадках капитального ремонта скважин (КРС), трубопроводах и сопутствующем оборудовании значения составляют 0,10–0,15 мкЗв/ч. Объекты хранения и утилизации производства уровень МЭД в зоне складов, технологического оборудования и резервуаров колеблется в пределах 0,10–0,14 мкЗв/ч, что не превышает нормативных значений. На границах СЗЗ (точки D5 и D6) зафиксированы показатели 0,09–0,11 мкЗв/ч, близкие к естественному фону.

В административных зданиях и местах проживания персонала уровень МЭД составил 0,07–0,12 мкЗв/ч, что соответствует естественным значениям. На эксплуатационных скважинах (D4, W6, W8) уровень гамма-излучения находится в пределах 0,08–0,12 мкЗв/ч.

Земельный участок для строительства нефтепровода замеры показали уровень МЭД 0,11–0,12 мкЗв/ч, что также соответствует фоновым значениям.

Все замеры находятся в диапазоне 0,07–0,16 мкЗв/ч, что соответствует естественному радиационному фону региона. Радиационная обстановка на



месторождении оценивается как стабильная и безопасная для персонала и населения прилегающих территорий.

Проведённые исследования подтверждают, что по результатам радиационного мониторинга превышений предельно допустимых уровней гамма-излучения на территории месторождения Дунга в 2024 году не выявлено и не оказывает негативного радиационного воздействия на окружающую среду и соответствует требованиям санитарно-эпидемиологических норм и правил.

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

1.2.6 Информация по результатам государственного мониторинга (РГП «Казгидромет»)

В данном разделе содержится информация о экологическом состоянии компонентов окружающей среды (территорий), прилежащих к месту проведения проектируемой намечаемой деятельности по результатам работ, выполняемых специализированными подразделениями РГП «Казгидромет» по ведению мониторинга за состоянием окружающей среды на наблюдательной сети национальной гидрометеорологической службы. Раздел подготовлен на основании сведений, представленных в Информационном бюллетене о состоянии окружающей среды по Мангистауской области за 2024 год и первое полугодие 2025 года.

Химический состав атмосферных осадков

Наблюдения за химическим составом атмосферных осадков заключались в отборе проб дождевой воды на 2 метеостанциях (Актау, Форт-Шевченко).

Концентрации всех определяемых загрязняющих веществ в осадках не превышают предельно допустимые концентрации.

В пробах осадков преобладало содержание гидрокарбонатов 31,10 %, сульфатов 15,89 %, хлоридов 20,14 %, ионов натрия 11,04 %, ионов кальция 11,06 %, нитратов 2,01 %, ионов магния 2,98 %, ионов калия 4,94 %, аммония 0,83 %.

Наибольшая общая минерализация отмечена на МС Форт-Шевченко – 186,29 мг/л, наименьшая на МС Актау – 125,22 мг/л.

Удельная электропроводимость атмосферных осадков находилась в пределах от 203,22 мкСм/см (МС Актау) до 335,98 мкСм/см (МС Форт-Шевченко).

Кислотность выпавших осадков находится в пределах от 7,4 мкСм/см (МС Актау) до 7,4 мкСм/см (МС Форт-Шевченко).

Концентрации всех определяемых загрязняющих веществ в осадках не превышают предельно допустимые концентрации.

Состояние качества почвы на месторождениях Мангистауской области

Наблюдения за загрязнением почв проводились в 3-х контрольных точках на месторождениях Дунга, Жетыбай, также в 1 контрольных точках на месторождениях Каражанбас и Арман, которые находятся в непосредственной близости к месторождению Каламкас.



В пробе почвы выявлены нефтепродукты, хром (6+), марганец, свинец, цинк, никель, медь. В пробах почвы содержание цинка составляло 0,27-0,62 мг/кг, меди -1,30-1мг/кг, хрома - 0,05-0,06 мг/кг, свинца - 0,005-0,009 мг/кг, никеля - 1,17-1,54 мг/кг, нефтепродуктов-0,08-0,09 мг/кг, марганца 1,18-1,49 мг/кг.

Концентрации нефтепродуктов, хрома (6+), марганца, свинца, цинка, никеля, меди на месторождениях Жетыбай, Каражанбас и Арман не превышали допустимые нормы.

Радиационная обстановка

В 2024 году наблюдения за уровнем гамма-излучения на местности осуществлялись ежедневно на 4-х метеорологических станциях (Актау, Форт-Шевченко, Жанаозен, Бейнеу), хвостохранилище Кошкар-Ата и на 2-х автоматических постах наблюдений за загрязнением атмосферного воздуха г. Жанаозен (ПНЗ№1; ПНЗ№2).

Средние значения радиационного гамма-фона приземного слоя атмосферы по населенным пунктам области находились в пределах 0,06-0,18 мкЗв/ч. В среднем по области радиационный гамма-фон составил 0,11 мкЗв/ч и находился в допустимых пределах.

Наблюдения за радиоактивным загрязнением приземного слоя атмосферы на территории Мангистауской области осуществлялся на 3-х метеорологических станциях (Актау, Форт-Шевченко, Жанаозен) путем отбора проб воздуха горизонтальными планшетами. На станциях проводился пятисуточный отбор проб.

Среднесуточная плотность радиоактивных выпадений в приземном слое атмосферы на территории области колебалась в пределах 1,0 – 2,7 Бк/м². Средняя величина плотности выпадений по области составила 1,7 Бк/м², что не превышает предельно-допустимый уровень.

В 1 полугодии 2025 года наблюдения за уровнем гамма-излучения на местности осуществлялись ежедневно на 4-х метеорологических станциях (Актау, Форт-Шевченко, Жанаозен, Бейнеу), хвостохранилище Кошкар-Ата и на 1 автоматическом посту г. Жанаозен (ПНЗ№2).

Средние значения радиационного гамма-фона приземного слоя атмосферы по населенным пунктам области находились в пределах 0,06-0,15 мкЗв/ч. В среднем по области радиационный гамма-фон составил 0,10 мкЗв/ч и находился в допустимых пределах.

Наблюдения за радиоактивным загрязнением приземного слоя атмосферы на территории Мангистауской области осуществлялся на 3-х метеорологических станциях (Актау, Форт-Шевченко, Жанаозен) путем отбора проб воздуха горизонтальными планшетами. На станциях проводился пятисуточный отбор проб.

Среднесуточная плотность радиоактивных выпадений в приземном слое атмосферы на территории области колебалась в пределах 1,3 – 2,7 Бк/м². Средняя величина плотности выпадений по области составила 1,9 Бк/м², что не превышает предельно-допустимый уровень.

1.3 Информация о категории земель и целях использования земель в ходе эксплуатации

В соответствии с целевым назначением земельные участки подразделяется на следующие категории:

- 1) земли сельскохозяйственного назначения;
- 2) земли населенных пунктов (городов, поселков и сельских населенных пунктов);



3) земли промышленности, транспорта, связи, для нужд космической деятельности, обороны, национальной безопасности и иного несельскохозяйственного назначения;

4) земли особо охраняемых природных территорий, земли оздоровительного, рекреационного и историко-культурного назначения;

5) земли лесного фонда;

6) земли водного фонда;

7) земли запаса.

Намечаемая деятельность планируется на лицензионной территории Филиала «Dunga Operating GmbH», поэтому дополнительного отвода земель не требуется.

Операции по недропользованию ведутся согласно «Договору о Разделе Продукции» между Правительством Республики Казахстан и «Оман Ойл Компани Лимитед» от 1 мая 1994 г. Срок права недропользования – до 01.05.2039 г.

Площадь горного отвода - 28125,9 га. Координаты угловых точек:

точка №1 с.ш. 44°06'00'', в.д. 50° 52'00''

точка №2 с.ш. 44° 08'00'', в.д. 50° 52'00''

точка №3 с.ш. 44° 08'00'', в.д. 51° 10'00''

точка №4 с.ш. 44° 00'00'', в.д. 51° 10'00''

точка №5 с.ш. 44° 00'00'', в.д. 51° 02'00''

1.4 Информация о показателях объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая их мощность, габариты (площадь занимаемых земель, высота), другие физические и технические характеристики, влияющие на воздействия на окружающую среду; сведения о производственном процессе, в том числе об ожидаемой производительности предприятия, его потребности в энергии, природных ресурсах, сырье и материалах

Основным проектным документом на разработку месторождения является «Проект разработки месторождения Дунга», на основании которого в настоящее время ведется разработка месторождения. «Проект разработки месторождения Дунга» был рассмотрен на заседании ЦКРР РК и утвержден МЭ РК (Протокол №12/10 от 01.08.2019г.).

Выполнение нового Проекта разработки месторождения Дунга вызвано необходимостью усовершенствования и обоснования рациональной системы разработки продуктивных горизонтов, при оптимальном режиме разработки залежи до предела экономической рентабельности, а также увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН).

Основанием для выполнения нового «Проекта разработки месторождения Дунга» является Пересчет запасов по состоянию изученности на 01.01.2025 г., который утвержден ГКЗ Республики Казахстан. В настоящее время месторождение Дунга в стадии промышленной эксплуатации.

1.4.1 Существующее положение

Характеристика фонда скважин

По состоянию на 01.07.2025 г. общий фонд месторождения Дунга составляет 204 ед., из них 132 добывающие скважины (125 ед. - действующие, 7 ед. в бездействии), 5 скважин в освоении и ожидания обустройства, 63 нагнетательные скважины (61 ед. –



действующие водонагнетательные скважины, 1 ед. – газонагнетательная скважина, 1 ед. – бездействующая водонагнетательная скважина), 3 скважины находятся в ликвидации, 1 скважина в консервации.

Фонд газонагнетательных скважин, ликвидированный фонд скважин не изменился за рассматриваемый период.

Следует отметить, что 6 (№30Н_Г, 32Д-Г, ДГА-36В, ДГА-49В, ДГА-142В, ДГА-164В) скважин добывающего фонда скважин с ноября 2023 г. и 1 (ДГА-46В) скважина нагнетательного фонда скважин с января 2024 г. длительное время находятся в бездействии. В скважине ДГА-101В опробован альбский горизонт в течении 3 месяцев (получены приток нефти и воды), ожидается изоляция альбского горизонта и возврат на аптский горизонт.

По состоянию на 01.07.2025 г. на месторождении 5% добывающего фонда находятся в бездействии и 2% нагнетательного фонда. Причиной бездействия скважин является высокая обводненность (ДГА-101В, 30Д-Г, 32 Д-Г, ДГА-164В, ДГА-36ДА, ДГА-49В), нарушение колонны (ДГА-46В, ДГА-142В).

Скважина № ДГА-40В в 2020 г. из бездействующего добывающего фонда переведена в консервацию.

Скважина № ДГА-139В в апреле 2025 г. введена в эксплуатацию из бездействующего фонда.

Скважины ДГА-26Г и ДГА-29Г ликвидированы по III-б категории (приток пластовых вод при освоении, испытании или эксплуатации, изолировать которые не представляется возможным) в 2013 г. Скважина ДГА-35Г ликвидирована по категории III-а (по технической причине, связанной с потерей ствола скважины из-за аварий с бурильным инструментом, техническими или эксплуатационными колоннами, внутрискважинными и устьевым оборудованием, геофизическими приборами и кабелем), согласно ГИС в исправной части ствола (выше аварийной части) продуктивные горизонты промышленного значения отсутствуют.

Также на месторождении пробурено 7 поисковых (№1Д, 3Д, 4Д, 5Д, 6Д, 11Д, 13Д), 1 параметрическая (№2Д), 16 разведочных скважин (№7Д, 8Д, 9Д, 10Д, 12Д, 14Д, 15Д, 16Д, 17Д, 18Д, 19Д, 20Д, 21Д, 22Д 23Д, 25Д), которые по состоянию на 01.07.2025 г. находятся в ликвидации по геологическим и техническим причинам.

Фонд добывающих действующих скважин эксплуатируется механизированным способом: 122 скважины оборудованы установками плунжерных штанговых насосов (СПНУ) и 3скв оборудованы установками электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Скважины действующего механизированного фонда эксплуатируются с дебитами в среднем по жидкости 39,55 м³/сут, по нефти 16,27 т/сут, с обводнённостью 54 %. Глубина спуска насоса варьируется от 1252м до 1878м. Средний динамический уровень отмечается на глубине 1037м. Среднее забойное давление Рзаб составляет 56атм, буферное давление в среднем Рбуф=10,3атм, давление на затрубе Рзатр.=9,4атм.

По состоянию на 01.07.2025г. три скважины оборудованы УЭЦН: DGA-41Н апт; DGA-58V альб; DGC-1Н. Устьевое оборудование скважин, эксплуатирующихся электроцентробежными установками, состоит из фонтанной арматуры АФК-80/35 и АФК-65/35 на рабочее давление 35 МПа (5000 PSI) и устьевой станции управления.

Подземное оборудование представлено насосами 400 PMSSD 196 P8; 400PMHYB 079 FLEX10 H6; Centurion 538 P755XD, спущенными на НКТ с номинальным диаметром



73 и 89 мм. В компоновку подземного оборудования, не считая патрубков и переходников, входят гидравлический сливной клапан, предохранительный клапан и обратный клапан, размещенные над насосом, газовый сепаратор, мотор и скважинный датчик, размещенные под насосом.

Горизонтальная скважина DGA-41H оборудована эксплуатационной колонной диаметром 244,48мм с хвостовиком диаметром 177,8мм. Искусственный забой отмечается на глубине 4311м, глубина спуска насоса 1707м. Тип насоса - 400 PMSSD 196 P8. Скважина эксплуатируется с среднесуточным дебитом жидкости 78,9 м3/сут, нефти 58,9 т/сут, с обводнённостью 5 %. Динамический уровень отмечается на глубине 520м; забойное давление $P_{заб}$ составляет 21,4атм, буферное давление в среднем $P_{буф}$ =9атм, давление в затрубье $P_{затр}$ =8,9атм.

Вертикальная скважина DGA-58V оборудована эксплуатационной колонной диаметром 177,8мм. Искусственный забой отмечается на глубине 1659м, интервал перфорации на глубине 1454,5-1457,5м. Тип насоса - 400PMHYB 079 FLEX10 H6, глубина спуска насоса 1447м. Скважина эксплуатируется с среднесуточным дебитом жидкости 140 м3/сут, нефти 34 т/сут, с обводнённостью 69 %. Динамический уровень отмечается на глубине 1363м; забойное давление $P_{заб}$ составляет 104атм, буферное давление в среднем $P_{буф}$ =8,4атм, давление в затрубье $P_{затр}$ =2,4атм.

Горизонтальная скважина DGC-1H оборудована эксплуатационной колонной диаметром 244,48мм с хвостовиком диаметром 177,8мм. Искусственный забой отмечается на глубине 3875м. Тип насоса - Centurion 538 P755XD, глубина спуска насоса 1878м. Скважина эксплуатируется с среднесуточным дебитом жидкости 653,4 м3/сут, нефти 49,1 т/сут, с обводнённостью 90%. Динамический уровень отмечается на глубине 1355м; забойное давление $P_{заб}$ составляет 98,6атм, буферное давление в среднем $P_{буф}$ =5,9атм, давление в затрубье $P_{затр}$ =5,2атм.

В фонде скважин, оборудованных СШНУ, по состоянию на 01.07.2025г. скважины, эксплуатируются с дебитами в среднем по жидкости 30,2 м3/сут, по нефти 15,7 т/сут, с обводнённостью 31 %. Длина хода плунжера колеблется в пределах от 3,1 до 7,8м, число двойных ходов в пределах от 1,45 до 6,10 1/мин. Средняя глубина спуска насосов отмечается на глубине 1617м в среднем на 43м выше верхней дыры интервала перфорации.

Наземное оборудование скважин эксплуатируемых СШНУ представлено длиноходными насосными установками Rotaflex 1100 компании «Weatherford» с максимальной длиной хода 7,8 метров; станками – качалками фирмы Lafkin RM912D-305-192, M320D-305-120, M456D-305-120, C-912D-365-192 грузоподъёмностью 13,8 тонн и фирмы Maximizer II 912-365-192 грузоподъёмностью 13,8 тонн.

Устьевое оборудование представлено колонной головкой, типа ОКК2-35-178х245х340 и ОКК2-35-140х219х340, рассчитанной на давление 35 МПа, устьевой арматурой типа АФК-80/35 и АФК-65/35 на рабочее давление 35 МПа (5000 PSI), самоуплотняющимся сальником типа СУСГ, герметизирующий устье скважины на давление 20 МПа и манометрами МП-4.

Подземное оборудование представлено вставными и трубными насосами диаметром 44; 51; 57; 64мм; насосно-компрессорными трубами (НКТ) марки стали L-80 и K-55 диаметрами 73 и 89 мм; колонны насосных штанг (НШ) диаметрами 19х22 мм, 22х25 мм и 19х22х25 мм. Скважины оборудованы плунжерными насосами.



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

Технологические показатели эксплуатации нагнетательных скважин.

К нагнетательному эксплуатационному фонду месторождения Дунга, относится 63 скважины, в том числе к действующему водонагнетательному фонду относится 61, к бездействующему 1 – (ДГА-46В) и 1 газонагнетающая (ДГА-45В). В действующем фонде 55 вертикальных и 6 горизонтальных.

На месторождении в нагнетательном фонде применяются конструкции скважин с эксплуатационными колоннами диаметром 139,7 и 228,6мм. Искусственный забой вертикальных скважин отмечается на глубине 1670-1798м, горизонтальных скважин до глубины 4586м

Среднесуточная приемистость нагнетательных скважин составляет 64,1м³/сут, давление закачки в среднем составляет 9,49 МПа.

Наземное оборудование нагнетательных скважин оборудовано фонтанной арматурой типа АНК-65×21 на рабочее давление 35 МПа с проходным диаметром ствола и проходным диаметром боковых отводов 65 мм с регулятором расхода 1РА-1600 с рабочим давлением 35 МПа и диапазоном регулирования по максимальному значению суточного расхода закачиваемого агента. боковой отвод арматуры оборудуется штуцером для поддержания соответствующего давления и установления оптимального режима работы скважины, а также устанавливается обратный клапан, препятствующий потоку жидкости из скважины в случае временного прекращения подачи или аварии трубопровода.

Подземное оборудование нагнетательных скважин оборудовано насосно-компрессорными трубами условным диаметром 89мм. Для разобщения пространства между колонной НКТ и обсадной колонной над интервалом перфорации установлен пакер фирмы Baker с обратным клапаном рассчитанный на рабочие давления 35 МПа (5000 PSI). Для проведения исследования скважин под пакером установлен ниппель. В компоновку подземного оборудования нагнетательных скважин входит воронка, трубный якорь и хвостовик (косой срез).

1.4.2 Технологические показатели вариантов разработки

В данной работе рассчитано 4 варианта разработки.

В качестве базового варианта предусматривается реализуемый вариант утвержденного ПР-2019 г.

Вариант 2 отличается от Варианта 1 количеством бурения, проведения ввода из освоения, переводом с других объектов, переводом под закачку, проведением ГРП.

Вариант 3 предусматривает положения Варианта 2, но с дополнительным бурением 31 вертикальной скважины в зонах, не охваченных разработкой аптского горизонта.

Вариант 4 предусматривает положения Варианта 3, но с дополнительным бурением 13 горизонтальных скважин (вместо 16 вертикальных скважин)

На аптском горизонте система ППД с использованием закачки воды и НГК остается как в утвержденном ПР-2019 г.



Фактическая закачка НГК осуществляется на аптском горизонте в 1 скважине, также дополнительно в случае проведения профилактических мероприятий и специальных исследований предусмотрена 1 резервная нагнетательная скважина с закачкой НГК.

Для повышения продуктивности скважин предусмотрено проведение технологии гидроразрыва пласта (далее ГРП) во всех новых скважинах и скважинах переходящего фонда, а также увеличение количества нагнетательных скважин с большим охватом заводнения.

При размещении новых скважин учитывались расстояния между скважинами существующего фонда, составляющие в среднем 560 м, с учетом характера распространения продуктивных пластов коллекторов.

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

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

Добыча свободного газа предусмотрена на режиме постоянного дебита с учетом потребностей Недропользователя.

Вариант 1 – базовый вариант

В качестве базового варианта рекомендовано продолжение реализации утвержденного Проекта разработки ... 2019 г. В варианте предусмотрено бурение с 2026 по 2037 годы в общем 47 добывающих скважин (27 вертикальных скважин на аптский горизонт, 15 вертикальных скважин на Ю-ИБ нефтяной горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-ИА, Ю-ИБ, Ю-ПБ газовый горизонт).

Ниже приведено описание варианта по объектам разработки:

I объект (аптский горизонт)

На аптский горизонт предусмотрено бурение 27 проектных вертикальных добывающих скважин, перевод под закачку из добывающих скважин в количестве 27 единиц, ввод скважин из бездействия в количестве 6 ед.

II возвратный объект (барремский горизонт)

Ввод барремского горизонта предусмотрен в 2040 г., разработка объекта запроектирована двумя скважинами (ДГА-40В, ДГА-42В), переведенные с аптского горизонта.

Учитывая, что запасы по категории C_1 составляют всего 0,4% от общих геологических запасов, бурение на данном объекте экономически нецелесообразно. Оптимальным решением является сохранение проектных положений ПР 2019 года с переводом 2 скважин ДГА-40В и ДГА-42В с аптского горизонта.

Таким образом, барремский горизонт рекомендуется разрабатывать 2 скважинами, рассмотреть только 1 вариант разработки (Вариант 1, 2, 3, 4).

На барремский горизонт предусмотрено, как по ПР2019 г. перевод 2 скважин с аптского и валанжинского горизонтов. Фонд добывающих скважин составит 2 ед.

III объект (валанжинский горизонт)



Валанжинский горизонт введен в пробную эксплуатацию в 2010 г., промышленная разработка объекта началась осуществляться с 2014 г. За время проведения добычи с валанжинского горизонта эксплуатировалась 1 горизонтальная скважина ДГК-1Г.

Горизонтальный ствол скважины ДГК-1Г, пробуренный в сводовой части залежи, охватывает её основную площадь и имеет длину около 1600 м. Согласно ПР2019 г. предусмотрен перевод 1 скважины с аптского горизонта. Фонд добывающих скважин составит 2 ед. По этому объекту также рассчитан 1 вариант (Вариант 1, 2, 3, 4).

IV возвратный объект (газовые залежи Ю-IA горизонта, Ю-IB горизонта Восточного участка и Ю-IB горизонта Западного участка)

По состоянию на 02.01.2025 г. газовые залежи не разрабатываются. Согласно ПР2019 г. на юрский газовый горизонт предусмотрено бурение 5 новых газовых скважин. Положения по вводу и количеству скважин остались без изменения как в утвержденном ПР2019 г. Фонд добывающих скважин составит 5 ед.

V возвратный объект (газонефтяная залежь Ю-IB горизонта Центрального участка и нефтяные залежи Ю-IB горизонта Восточного участка)

По состоянию на 02.01.2025 г. данный объект не разрабатывается. Согласно ПР2019 г. на данный объект проектируется бурение 15 добывающих скважин. Положения по вводу и количеству скважин остались без изменения как в утвержденном ПР2019 г. Фонд добывающих скважин составит 15 ед.

VI возвратный - нефтяная залежь альбского горизонта K1al участка Сазды

Альбский горизонт участка Сазды введен в 2019 г.

По скважинам I объекта разработки (альбский горизонт) наблюдается высокая обводненность по всем скважинам действующего фонда добывающих скважин по состоянию на 02.01.2025 г. на уровне 57-92%.

Согласно ПР2019 г. разработка объекта планировалась с фондом добывающих скважин в количестве 4 ед., поэтому планируется перевод 3 скважин на аптский горизонт. Фонд добывающих скважин составит 4 ед. По этому объекту рассчитан только 1 вариант. (Вариант 1, 2, 3, 4).

VII возвратный - нефтяная залежь альбского горизонта K1al участка Иртыш

Участок Иртыш до Перевода запасов 2024 г. оценивался по категории запасов C₂. До составления Перевода запасов 2024 г. проведено опробование 3 скважин ДГА-61В, ДГА-86В, ДГА-101В до 90 дней.

Ранее в ПР2019 г. и АР2021 г. участок Иртыш не проектировался, т.к. ранее оценивался по категории запасов C₂.

По альбскому горизонту участка Иртыш рекомендуется разрабатывать с использованием 3 скважин, которые опробовались в 2023 г. (ДГА-61В, ДГА-86В, ДГА-101В). Фонд добывающих скважин составит 3 ед.

Вариант 2

В варианте 2 рекомендовано бурение 37 вертикальных (27 вертикальных скважин на аптский горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-IB нефтяной горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-IA, Ю-IB, Ю-IB газовый горизонт). Также предусмотрен ввод скважин из освоения и обустройства, ввод скважин из бездействия, проведение ГРП в новом и переходящем фонде скважин.

I объект (аптский горизонт)



На аптский горизонт предусмотрено бурение 27 проектных вертикальных добывающих скважин, перевод под закачку из добывающих скважин в количестве 27 единиц, ввод скважин из бездействия в количестве 6 единиц, ввод скважин из освоения и обустройства в количестве 4 единицы.

II возвратный объект (барремский горизонт) соответствует Варианту 1.

III объект (валанжинский горизонт) соответствует Варианту 1.

IV возвратный объект (газовые залежи Ю-IA горизонта, Ю-IB горизонта Восточного участка и Ю-IIБ горизонта Западного участка) соответствует Варианту 1.

V возвратный объект (газонефтяная залежь Ю-IB горизонта Центрального участка и нефтяные залежи Ю-IB горизонта Восточного участка)

В связи с незначительными извлекаемыми запасам (143 тыс.т нефти) и низкими толщинами (от 0,3 м до 5 м) рекомендуется уменьшить количество скважин для бурения от 15 ед. до 5 ед. Фонд добывающих скважин составит 5 ед.

VI возвратный - нефтяная залежь альбского горизонта K1al участка Сазды соответствует варианту 1.

VII возвратный - нефтяная залежь альбского горизонта K1al участка Иртыш соответствует Варианту 1.

Вариант 3 - рекомендуемый

В варианте 3 рекомендовано бурение 68 вертикальных добывающих скважин (58 вертикальных скважин на аптский горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-IB нефтяной горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-IA, Ю-IB, Ю-IIБ газовый горизонт). Также предусмотрен ввод скважин из освоения и обустройства, ввод скважин из бездействия, проведение ГРП в новом и переходящем фонде скважин.

I объект (аптский горизонт)

На аптский горизонт предусмотрено бурение 58 проектных вертикальных добывающих скважин, перевод под закачку из добывающих скважин в количестве 40 единиц, ввод скважин из бездействия в количестве 6 единиц, ввод скважин из освоения и обустройства в количестве 4 единицы.

II возвратный объект (барремский горизонт) соответствует Варианту 1.

III объект (валанжинский горизонт) соответствует Варианту 1.

IV возвратный объект (газовые залежи Ю-IA горизонта, Ю-IB горизонта Восточного участка и Ю-IIБ горизонта Западного участка) соответствует Варианту 1.

V возвратный объект (газонефтяная залежь Ю-IB горизонта Центрального участка и нефтяные залежи Ю-IB горизонта Восточного участка) соответствует варианту 2.

VI возвратный - нефтяная залежь альбского горизонта K1al участка Сазды соответствует варианту 1.

VII возвратный - нефтяная залежь альбского горизонта K1al участка Иртыш соответствует Варианту 1.

Вариант 4

В варианте 4 рекомендовано бурение 62 вертикальных добывающих скважин и 13 горизонтальных скважин (52 вертикальных и 13 горизонтальных скважин на аптский горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-IB нефтяной горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-IA, Ю-IB, Ю-IIБ газовый горизонт). Также предусмотрен вывод скважин из освоения и обустройства, вывод скважин из бездействия, проведение ГРП в новом и переходящем фонде скважин.



I объект (аптский горизонт)

На аптский горизонт предусмотрено бурение 52 проектных вертикальных и 13 горизонтальных скважин (7 добывающих и 6 добывающих с последующим переводом под нагнетание), перевод под закачку из добывающих скважин в количестве 40 единиц (в т.ч. с учетом горизонтальных). Также в зоне с пониженным пластовым давлением предусмотрен перевод 2 добывающих скважин под закачку ШФЛУ.

II возвратный объект (барремский горизонт) соответствует Варианту 1.

III объект (валанжинский горизонт) соответствует Варианту 1.

IV возвратный объект (газовые залежи Ю-IA горизонта, Ю-IB горизонта Восточного участка и Ю-IB горизонта Западного участка) соответствует Варианту 1.

V возвратный объект (газонефтяная залежь Ю-IB горизонта Центрального участка и нефтяные залежи Ю-IB горизонта Восточного участка) соответствует варианту 2.

VI возвратный - нефтяная залежь альбского горизонта Klal участка Сазды соответствует варианту 1.

VII возвратный - нефтяная залежь альбского горизонта Klal участка Иртыш соответствует Варианту 1.

Список новых проектных скважин по рекомендуемому варианту №3 представлен ниже:

№ скважины	X	Y
DYP_16	9499499	4882517
DYP_17	9501076	4881953
DYP_18	9503391	4880971
DYP_19	9505232	4881009
DYP_20	9509726	4880990
DYP_10	9508103	4879037
DYP_11	9508826	4879547
DYP_2	9502841	4881595
DYP_4	9509690	4882486
DYP_8	9510018	4881848
DGA_207V	9501065	4879000
DGA_253V	9499290	4882855
DGA_98V	9501450	4878310
DGA_75V	9501960	4877700
DGA_256V	9500713	4883455
DGA_69V	9503135	4876655
DGA_261V	9505062	4880079
DGA_262V	9505868	4880520
DGA_255V	9498410	4882915
DGA_76V	9502500	4877130
DGA_243V	9498930	4881810
DGA_267V	9505544	4876081
DGA_248V	9498024	4882218
DGA_283V	9503772	4876086
DGA_263V	9499755	4883565
DGA_264V	9504064	4880775
DGA_273V	9509083	4876273



DGA_287V	9511837	4879364
DGA_288V	9499075	4883224
DGA_251V	9497422	4882156
DGA_278V	9510112	4875926
DGA_274V	9508382	4875818
DGA_275V	9507659	4875528
DGA_71V	9512050	4876800
DGA_80V	9511852	4877584
DGA_206V	9505977	4875450
DGA_201V	9507162	4875222
DGA_269V	9506618	4875703
DGA_284V	9512181	4878642
DGA_285V	9512499	4877922
DGA_268V	9504979	4875845
DGA_279V	9509397	4875663
DGA_223V	9501050	4879780
DGA_239V	9499417	4881544
DGA_72V	9503150	4877078
DGA_212V	9501500	4878970
DGA_249V	9499125	4882368
DGA_92V	9502000	4878350
DGA_258V	9505700	4880145
DGA_81V	9502538	4877678
DGA_219V	9500500	4883000
DGA_250V	9499827	4882680
DGA_259V	9497701	4882499
DGA_265V	9499566	4883206
DGA_280V	9498841	4882906
DGA_271V	9508486	4876322
DGA_260V	9498238	4882647
DGA_257V	9501251	4883351
DGA_266V	9505072	4876322
DGA_282V	9503767	4876568
DGA_270V	9506760	4876234
DGA_276V	9510250	4876378
DGA_272V	9507785	4876010
DGA_211V	9507191	4875659
DGA_222V	9506069	4875922
DGA_74V	9511677	4877046
DGA_277V	9509572	4876065
DGA_286V	9512036	4878144

В рамках настоящего Проекта разработки месторождения резервный фонд скважин принимается 10-25% от основного проектируемого фонда.

Более подробная информация технологических показателей разработки по месторождению Дунга приведены в Отчете Проект разработки месторождения Дунга.



1.4.3 Техника и технология добычи нефти и газа

1.4.3.1. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин

Обоснование выбора рационального способа добычи, необходимого оборудования и режимов его работы основывается на результатах технико-технологического анализа промысловых данных работы скважин, применяемых технологий и мероприятий, проводимых в процессе эксплуатации, а также условий эксплуатации скважин, физико-химических свойствах флюида, технологических показателей и условий разработки

Выводы и рекомендации

По действующему фонду скважин

1. По состоянию на 01.07.2025 г., добывающий эксплуатационный фонд месторождения Дунга составляет 137 скважин, в том числе в действующем фонде - 125, в бездействующем – 7 и в освоении/обустройстве – 5 скважин. В нагнетательном действующем фонде 62 скважины, из них 61 - водонагнетающая и 1 газонагнетающая. В бездействии скважина ДГА-46В по причине ОПС.

2. Фонд добывающих действующих скважин эксплуатируется механизированным способом: 122 скважины оборудованы установками плунжерных штанговых насосов (СШНУ) и 3 скв оборудованы установками электроцентробежных насосов (УЭЦН).

3. Скважины действующего механизированного фонда эксплуатируются с дебитами в среднем по жидкости 39,55 м³/сут, по нефти 16,27 т/сут, с обводнённостью 54 %. Глубина спуска насоса варьируется от 1252м до 1878м. Средний динамический уровень отмечается на глубине 1037м. Среднее забойное давление Р_{заб} составляет 56атм, буферное давление в среднем Р_{буф}=10,3атм, давление на затрубе Р_{затр.}=9,4атм.

4. По состоянию на 01.07.2025г. три скважины оборудованы УЭЦН: DGA-41H (Апт); DGA-58V (Альб); DGC-1H (Валанжин). Устьевое оборудование скважин, эксплуатирующихся электроцентробежными установками, состоит из фонтанной арматуры АФК-80/35 и АФК-65/35 на рабочее давление 35 МПа (5000 PSI) и устьевой станции управления. Подземное оборудование представлено насосами 400 PMSSD 196 P8; 400 PMSSD 017 G12; 400 PMSSD 135 P10; 400 PMSSD 027 G12; Centurion 538P75SXD 56 и Centurion 538P75SXD 52, спущенными на НКТ с номинальным диаметром 73 и 89 мм. В компоновку подземного оборудования, не считая патрубков и переводников, входят гидравлический сливной клапан, предохранительный клапан и обратный клапан, размещенные над насосом, газовый сепаратор, мотор и скважинный датчик, размещенные под насосом.

5. В фонде скважин, оборудованных СШНУ, по состоянию на 01.07.2025г. скважины, эксплуатируются с дебитами в среднем по жидкости 30,2 м³/сут, по нефти 15,7 т/сут, с обводнённостью 31 %. Длина хода плунжера колеблется в пределах от 3,1 до 7,8м, число двойных ходов в пределах от 1,45 до 6,10 1/мин. Средняя глубина спуска насосов отмечается на глубине 1617м в среднем на 43м выше верхней дыры интервала перфорации. Наземное оборудование скважин эксплуатируемых СШНУ представлено длиноходными насосными установками Rotaflex 1100 компании «Weatherford» с максимальной длиной хода 7,8 метров; станками – качалками фирмы Luafkin RM912D-305-192, M320D-305-120, M456D-305-120, C-912D-365-192 грузоподъёмностью 13,8 тонн и фирмы Maximizer II 912-365-192 грузоподъёмностью 136.85 тонн. Устьевое оборудование представлено колонной головкой, типа ОКК2-35-178x245x340 и ОКК2-35-



140x219x340, рассчитанной на давление 35 МПа, устьевой арматурой типа АФК-80/35 и АФК-65/35 на рабочее давление 35 МПа (5000 PSI), самоуплотняющимся сальником типа СУСГ, герметизирующий устье скважины на давление 20 МПа и манометрами МП-4. Подземное оборудование представлено вставными и трубными насосами диаметром 44; 51; 57; 64 и 70мм; насосно-компрессорными трубами (НКТ) марки стали L-80, J-55 и N-80 диаметрами 73 и 89 мм; колонны насосных штанг (НШ) диаметрами 19мм, 22мм, 25 мм и 38мм.

6. К нагнетательному эксплуатационному фонду месторождения Дунга, относится 63 скважины, в том числе к действующему водонагнетательному фонду относится 61, к бездействующему 1 – (ДГА-46В) и 1 газонагнетающая (ДГА-45В). В действующем фонде 55 вертикальных и 6 горизонтальных. На месторождении в нагнетательном фонде применяются конструкции скважин с эксплуатационными колоннами диаметром 139,7. Искусственный забой вертикальных скважин отмечается на глубине 1670-1798м, горизонтальных скважин до глубины 4586м. Среднесуточная приемистость нагнетательных скважин составляет 54,1м³/сут, давление закачки в среднем составляет 12 МПа. Наземное оборудование нагнетательных скважин оборудовано нагнетательной арматурой типа АНК 1-65х35 на рабочее давление 35 МПа с проходным диаметром ствола и проходным диаметром боковых отводов 65 мм с диапазоном регулирования по максимальному значению суточного расхода закачиваемого агента. Боковой отвод арматуры оборудуется штуцером для поддержания соответствующего давления и установления оптимального режима работы скважины, а также устанавливается обратный клапан, препятствующий потоку жидкости из скважины в случае временного прекращения подачи или аварии трубопровода. Подземное оборудование нагнетательных скважин оборудовано насосно-компрессорными трубами условным диаметром 73мм и 89мм. Для разобщения пространства между колонной НКТ и обсадной колонной над интервалом перфорации установлены пакера рассчитанные на рабочие давления 35 МПа (5000 PSI), на газонагнетательных скважинах установлены обратные клапана. Для проведения исследования скважин под пакером установлен ниппель. В компоновку подземного оборудования нагнетательных скважин входит воронка, трубный якорь и хвостовик (косой срез).

7. Оборудование устья нагнетательных скважин должно состоять из колонной головки и фонтанной арматуры. Устьевая арматура нагнетательных скважин выбирается крестового типа на рабочее давление 35 МПа (5000 PSI по АНИ) типа АФК1-65х35и АНК1-65х35 по ГОСТ 13846-89 или соответствующая ей по классификации АНИ. Устьевые давления должны оставаться в диапазоне 11,5-14 МПа. Подземное оборудование нагнетательных скважин оборудовать насосно-компрессорными трубами условным диаметром 73 и 89мм. Спуск НКТ осуществлять в интервале перфорации либо выше. Также компоновку подземного оборудования нагнетательных скважин оборудовать пакером, воронкой, трубным якорем и хвостовиком.

По предельным давлениям фонтанирования и условиям перевода скважин на механизированную добычу

8. Результаты произведённых гидравлических расчётов при устьевом давлении $P_y=0,5; 1,0; 1,5$ МПа:

По Альб:

- Минимальное давление на забое 15,5 МПа до обводнённости 53 %;



- Минимальное давление на забое 15,5 МПа до обводнённости 37 %;
- Минимальное давление на забое 15,5 МПа до обводнённости 21 %.

По Апт:

- Минимальное давление на забое 10,8 МПа до обводнённости 42%;
- Минимальное давление на забое 10,4 МПа до обводнённости 20 %;

По Валанжину:

- Минимальное давление на забое 18,2 МПа до обводнённости 93 %;
- Минимальное давление на забое 18,1 МПа до обводнённости 88 %;
- Минимальное давление на забое 18,0 МПа до обводнённости 82 %.

Гидродинамические расчёты показали, что при высоком темпе обводнения не обеспечивается длительная устойчивая эксплуатация скважин. Поэтому для реализации потенциальных дебитов скважины целесообразно переводить на механизированный способ эксплуатации.

9. Оборудование устья фонтанных нефтяных скважин должно состоять из колонной головки, фонтанной арматуры и системы управления. Фонтанная арматура выбирается (по условиям принятого варианта разработки и условиям эксплуатации месторождения) крестового типа на рабочее давление 35 МПа (5000 PSI по АНИ) типа «АФК1-65х35», по ГОСТ 13846-89 или соответствующая ей по классификации АНИ. Компоновка НКТ диаметром 73 мм по стоимости обходится дешевле компоновки НКТ диаметром 89 мм, наиболее рекомендуемый вариант-это применение НКТ диаметром 73 мм. Однако для каждой конкретной скважины (особенно при обводнённой продукции) спуск колонны НКТ большого диаметра обуславливается рентабельностью, если это не определяется другими более приоритетными факторами (необходимость спуска через колонну НКТ оборудования и приборов большого диаметра, и т.п.). Расчет режимов работы скважин проводится для подъемника с наружным диаметром 73 мм и внутренним 62 мм. Выбор лифта диаметром 73 мм проводится с учетом соответствия фактической производительности скважин и возможности проведения различных технологических операций. Спуск НКТ рекомендуется на 10 м выше интервала перфорации.

Выбор механизированного способа эксплуатации скважин

10. Для лучшей работы СШНУ давление на приеме насоса должно быть $p_{пр} > 0,35 \div 0,7$ МПа. На месторождении работа механизированного фонда в целом характеризуется коэффициентом подачи насоса 0,7. Диаметр насоса выбирается наименьший, который обеспечит ожидаемый отбор жидкости из скважины при коэффициенте подачи, установленном технологическим режимом. Подбор типоразмера насоса рекомендуется производить по производительности насоса соответствующей длине хода плунжера $L = 2,5 - 4$ метра, с числом двойных ходов плунжера $n = 2 - 5$ мин-1 для того, чтобы при необходимости произвести смену числа качаний на увеличение или уменьшение. Упрощенные расчёты на основе данных о режиме работы и свойств добываемой жидкости, показывают, что в случае установки ШГН с плунжером 44 мм потеря устойчивости колонны штанг происходит при числе качаний 6-6,5 1/мин, для плунжера 57 мм – 4,5-4,7 1/мин, для плунжера 70 мм - 4-4,3 1/мин. При выборе оптимального режима откачки СШНУ, выбирается максимальная длина хода при минимальном числе двойных ходов плунжера, для снижения темпа истирания НКТ и ШН. Запрещена эксплуатация СШНУ с малой длиной хода плунжера и большим числом качания. Необходимо обеспечить запуск СШНУ после ПикРС с максимальной длиной



хода. При эксплуатации СШНУ рекомендуется применение станков-качалок фирмы Lafkin грузоподъемностью 13,8 тонн и фирмы Maximizer II 912-365-192 грузоподъемностью 13,8 тонн. Существующая ДНУ Rotaflex 1100 с максимальной грузоподъемностью 22,7 тонны соответствует условиям эксплуатации месторождения Дунга и предлагается к дальнейшему применению. Подземное оборудование рекомендуется оснащать вставными и трубными насосами диаметром 44; 51; 57; 64мм типа RHAM; RXBM; RWAM; THOS.

11. Эксплуатация штанговыми насосами остаётся технически оправданной и экономически достаточно эффективной по сравнению с другими способами эксплуатации. В связи с этим рекомендуется продолжение эксплуатации добывающих скважин месторождения Дунга СШНУ и ДНУ.

12. Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) на месторождении Дунга применяются на 3-х скважинах. УЭЦН отличаются высокой эффективностью (КПД) и надежностью. Существенное влияние на показатели наработки УЭЦН оказывают различные осложняющие факторы, такие как коррозия, вынос мехпримесей, отложение солей, высокий газовый фактор и др.

Погружные центробежные насосы применяются для подъема пластовой жидкости и производятся 4, 5, 5А и 6 габарита для скважин соответственно с 4, 5, и 6 дюймовой эксплуатационной колонной. Производительность насосов (подача) от 10 до 2000м³ в сутки, напор – до 3000м. обеспечивает большие, по сравнению с СШНУ, отборы и используется, как правило, на скважинах, где возможно осуществить отборы от 60 до 1500 м³/сут.

Однако УЭЦН плохо работают в условиях коррозионно-агрессивной среды, высокой температуры (более 90°С) и высокого газового фактора ЭЦН чувствительны к системе охлаждения и температурному режиму. При откачке газонасыщенных смесей КПД насоса значительно уменьшается. Для УЭЦН также характерна низкая надежность работы кабеля и погружного электродвигателя, особенно в скважинах с высокими температурами. При проектировании дизайна УЭЦН необходимо использовать надежные исходные данные. При недостаточности информации, в частности относительно дебита скважины, пластового или забойного давления работа выбранного насоса может быть неэффективной.

Выбор типоразмера УЭЦН на добывающие скважины должен производиться индивидуально по каждой скважине.

13. Применяемое на месторождении устьевое оборудование, электроцентробежные насосы, компоновка подземного оборудования, соответствуют условиям эксплуатации, и по добычным возможностям обеспечат проектные дебиты, и рекомендуются к дальнейшему применению.

Выбор способа эксплуатации газовых скважин

14. Для заданного отбора газа и с учетом ограничивающих природных факторов был определен технологический режим работы скважин – режим постоянной депрессии ($\Delta P = \text{Const}$) на год с учетом естественного снижения пластового давления в процессе разработки, которое снижается пропорционально отбору газа из залежей. Со снижением пластового давления, соответственно, снижаются забойное и устьевое давления, а также дебиты скважин.



В НКТ с наружным диаметром 60,3 мм, создаются более выгодные условия выноса жидких и твёрдых частиц с забоя (при более низких дебитах), применение этого подъёмника следует считать целесообразным.

Устьевое оборудование фонтанных газовых скважин выбирается исходя из условий рекомендуемого варианта Проекта разработки и условий эксплуатации месторождения. Этим условиям отвечает фонтанная арматура крестового типа на рабочее давление 35 МПа, с условным проходом стволовой части ёлки – 80мм и боковых отводов 65 мм, с ручным и автоматическим способом управления запорными устройствами (АФ6А – 80х65х35 по ГОСТ 13846-84 или соответствующая ей по классификации АНИ). Боковые выкиды арматуры оборудуются штуцеродержателями для установки штуцеров и фонтанными клапанами или дроссельными устройствами. Компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

- панели управления (для автоматического закрытия задвижек центральной и отводящих линий), с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах;
- систему нагнетания хим. реагентов в скважину, на случай применения антикоррозионной защиты внутренней поверхности НКТ.

Для наилучшего использования пластовой энергии и продления режима фонтанирования все добывающие скважины предлагается оборудовать пакером.

В компоновку подземного оборудования также входят: циркуляционный клапан, располагаемый под пакером (возможно в виде скользящей муфты), один установочный патрубков (ниппель), расположенный под пакером, для посадки глухой пробки.

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

В процессе эксплуатации скважин и наземного оборудования месторождения Дунга возможны такие виды осложнения, как загрязнение призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин; солеотложения и коррозия скважинного и наземного оборудования.

Все это приводит к снижению дебита скважин, преждевременному выходу из строя дорогостоящего оборудования и дополнительным эксплуатационным затратам на ремонт скважин.

Очистка призабойной зоны

В целях очистки призабойной зоны в общей практике проводятся солянокислотные обработки (СКО).

Технология проведения кислотных обработок обычно осуществляется по индивидуальному плану, разрабатываемому для каждой конкретной скважины. Особое внимание необходимо уделить к оборудованию для качественного приготовления и закачки кислотного состава.

Применение ингибитора солеотложений

Разработка месторождения с поддержанием пластового давления проводится с использованием поверхностных морских и сточных вод, которые приводят к осложнениям при добыче нефти, где в продукции эксплуатационных скважин появились попутно - добываемые воды различного химического состава.

Для предотвращения солеотложений в системе сбора нефти на месторождении Дунга применяется технология ингибиторной защиты с применением химического



реагента «SI-4617». Введение ингибитора солеотложения осуществляется в двух ключевых точках технологического процесса:

- Манифольд морской воды на PST – для предотвращения отложений в системе нагнетания воды;
- Манифольд А-101 на центральном пункте сбора (ЦПС) – для защиты оборудования и трубопроводов системы подготовки и транспортировки продукции.

Применение бактерицида

Для поддержания пластового давления на месторождении Дунга в систему ППД используются как попутно добываемая пластовая вода, так и морская вода. При заводнении морской водой наблюдается значительное увеличение выработки сероводорода в залежах нефти и газа по сравнению с традиционными методами поддержания давления.

Морская вода характеризуется содержанием ионов сульфата в пределах 2500–2800 ppm, которые при термохимических процессах и участии природных сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) преобразуются в сероводород и меркаптаны, со временем поступающие в добывающие скважины. Одним из эффективных методов противодействия активности СВБ является обработка воды бактерицидами перед закачкой в систему ППД.

В настоящее время на месторождении Дунга применяются два типа бактерицидов:

- Глютаральдегид – используется для обработки скважин в комплексе с ингибитором коррозии (Batch Treatment);

- THPS – применяется для обработки как морской, так и пластовой воды.

Точки закачки бактерицида THPS располагаются на:

- манифольд морской воды на водозаборной станции;
- общий манифольд закачки смеси морской и пластовой воды перед входом в картриджные фильтры.

Расход бактерицида Глютаральдегид – 370 л/сут, что соответствует приблизительно 100 г/т.

Поглотитель сероводорода

Поглотитель сероводорода на месторождении Дунга закачивается на нескольких точках: на линиях D, E, I, J, K, L, M, N, O, на PST-01 А/В и на спутниках SP-101/103. Закачка поглотителя сероводорода необходима для контроля содержания сероводорода в товарном газе, который в дальнейшем поставляется населению Тупкараганского района Мангистауской области. Содержание сероводорода в товарном газе не должно превышать 16 ppm.

Рекомендации:

1. Различные технологии, проводимые на скважинах с целью регулирования разработки месторождений и поддержания целевых уровней добычи нефти, такие как СКО, являются эффективным методом повышения производительности и увеличения продуктивности скважин, поэтому они рекомендуются к дальнейшему применению.

2. Продолжить предотвращение солеотложений в системе сбора и транспортировки жидкости путём закачки ингибитора.

3. Продолжить закачку бактерицида в систему сбора, поскольку это позволяет предотвратить биогенную сульфатредукцию и снизить концентрацию сероводорода. Для



оценки эффективности технологии рекомендуется проводить исследования как до начала, так и после проведения закачки бактерицида.

4. Осуществлять мониторинг применения бактерицида с целью контроля его эффективности, своевременной корректировки дозировок, предотвращения развития сульфатредуцирующих бактерий и уменьшения содержания сероводорода.

1.4.5 Рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин

Система промышленного сбора, транспортировки и подготовки добываемой продукции месторождения представляет собой совокупность капиталоемких, металлоемких и трудозатратных эксплуатационных объектов, предназначенных для сбора со скважин, индивидуального замера и промышленного транспорта добываемой продукции на объекты ее подготовки до товарной кондиции и сдачи потребителю, очистки и утилизации газа и сточных вод.

Для обеспечения необходимого объема запаса нефти планируется ввод в эксплуатацию ранее построенных резервуаров объемом 5 000 м³ (в количестве 3 ед.).

1.4.5.1 Текущее состояние действующей системы промышленного сбора продукции скважин

Система внутрипромышленного сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора и промышленной транспортировки скважинной продукции к объекту подготовки, где частично осуществляется поскважинный замер и доведение промышленного потока нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

На месторождении Дунга функционируют следующие основные объекты и сооружения:

- добывающие скважины с выкидными линиями;
- площадка ЦПС;
- установка подготовки газа (УПГ);
- узел врезки нефтепровода в магистральный нефтепровод «Каламкас-Каражанбас- Актау».

В основу технологической схемы сбора нефти заложена однотрубная герметизированная система выкидных линий, представляющих собой индивидуальные для каждой скважины трубопроводы, соединяющие устье с блоком входных манифольдов объекта подготовки нефти. Материальное исполнение выкидных линий – стекловолокно, глубина прокладки – ниже глубины промерзания грунта, с оснащением открытых участков теплоизоляцией. Выкидные линии оснащены электроподогревом, что позволяет транспортировать нефть на значительные расстояния без использования печей нагрева нефти с использованием газа в качестве топлива.

Замеры скважинной продукции осуществляются с помощью передвижных замерных установок (ПЗУ) с периодичностью 20-30 дней:

- ПЗУ ОЗНА, 2-х фазный сепаратор, производительность до 400 м³/сут, на жидкостной и газовой линии массомеры (Micro-Motion, Emerson) (2 ед.);
- ПЗУ SR-1 (Geos) 2-х фазный сепаратор, производительность до 730 м³/сут, на жидкостной линии турбинный расходомер NuFlo, на газовой линии дифференциальный измеритель (Daniel Senior), обводненность по устьевым пробам.



На рисунке 1.20 представлена принципиальная схема системы сбора и подготовки.

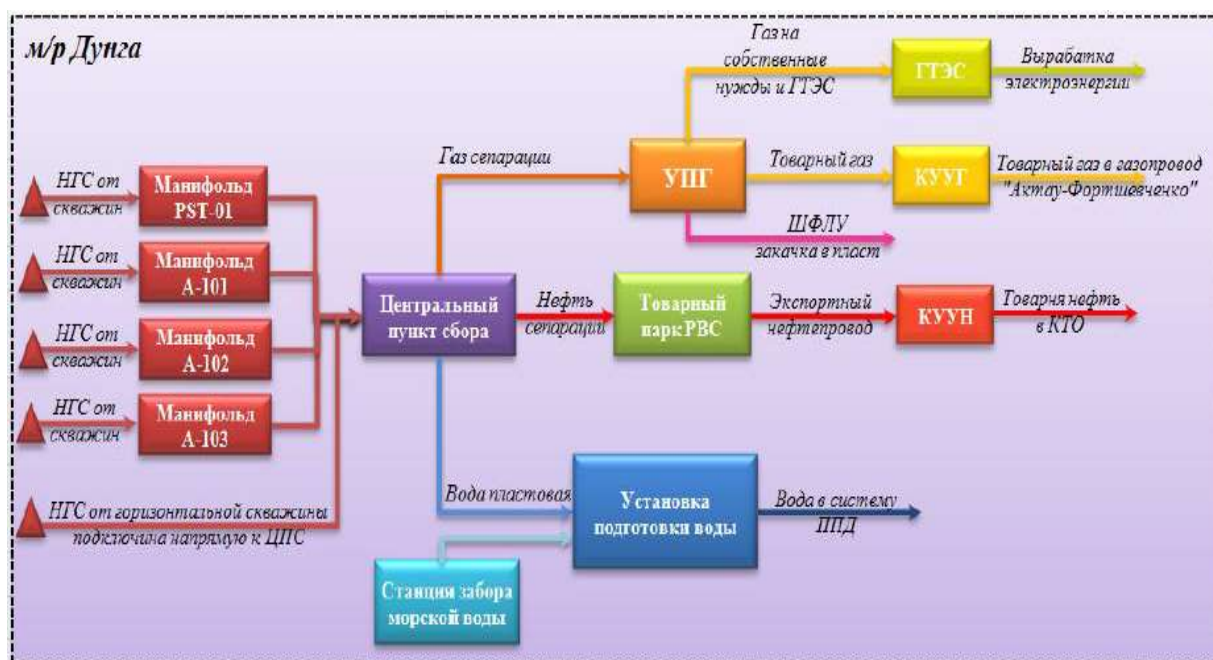


Рисунок 1.20- Принципиальная схема системы сбора и подготовки месторождения Дунга

1.4.5.2 Технологическая схема ЦПС

Учитывая количество действующих скважин и конфигурацию месторождения Дунга, все скважины группируются по их расположению и через манифольды подключаются к объекту подготовки – ЦПС. ЦПС предназначен для сбора продукции скважин, отделения попутного газа и пластовой воды от нефти, подготовки нефти к экспорту, а также подготовки воды к последующей закачке в нефтеносные пласты. Выделившийся газ направляется на УПГ для подготовки и транспортировки по газопроводу высокого давления.

Производительность ЦПС: по нефти – 2,95 тыс.м³/сут, по газу – 185 тыс.м³/сут. Продуктами ЦПС являются товарная нефть для экспорта, попутный газ, направляемый на УПГ, и пластовая вода для закачки в пласт.

Газожидкостная смесь от скважин, объединяясь во входном эксплуатационном манифольде с давлением 0,35 МПа поступает на первую ступень сепарации в трехфазный сепаратор V-211, где процесс сепарации происходит при температуре 45-47 °С и абсолютном давлении 0,35-0,4 МПа. Выделившаяся нефть после первой ступени сепарации в V-211 поступает на печи подогрева Н-401А/В/С/Д, где подогревается до температуры 60 °С. В качестве топлива на печах подогрева используется сухой товарный газ.

Выделившийся в процессе сепарации попутный нефтяной газ после нефтегазосепаратора V-211 поступает в вертикальный газовый скруббер в V-511 для отделения от капельной жидкости. Газ замеряется индикатором расхода FIT-042-0022 на входе в компрессор С-101. Газ после скруббера (газоочиститель) V-511 подается на УПГ.

Подогретая до 60 °С в печах подогрева нефть после первой ступени сепарации в V-211 поступает на вторую ступень сепарации в трехфазный сепаратор в V-311. Процесс окончательной сепарации в V-311 проходит при давлении 0,03 МПа.



Нефть после второй ступени сепарации насосами Р-212А/В перекачивается в технологический резервуар. В технологическом резервуаре происходит окончательная подготовка товарной нефти путем гравитационного отстоя. Товарная нефть с технологического РВС через верхний распределительный патрубок насосами Р-201АХ/ВХ перекачивается в товарные РВС и далее через коммерческий узел учета нефти КУУН откачивается в магистральный нефтепровод протяженностью 18,2 км подпорными насосами Р-112 А/В и экспортными насосами Р-111А/В, работающими последовательно.

Отделившаяся пластовая вода после первой и второй ступени сепарации через систему подготовки пластовой воды подается в нагнетательные скважины для закачки в пласт.

Газ со второй ступени компримируется дожимным компрессором до давления 0,33 МПа, после объединяется с газом первой ступени и компримируется до давления 8,9 МПа. Затем общий поток газа охлаждается в воздушном холодильнике до температуры 40 °С и направляется на УПГ для дальнейшей подготовки до товарной кондиции.

Товарный газ после соответствующей подготовки на УПГ через КУУГ направляется в трубопровод Актау – Форт-Шевченко. Часть подготовленного газа подается на ГТЭС, состоящей из 4 ед. ГТУ «SolarTaurus-60» по 4,7 МВт (5,88 кВА) каждый, для выработки электроэнергии на собственные нужды месторождения. Полученный сжиженный газ не является продуктом, удовлетворяющим требованиям к товарной пропан-бутановой фракции и поступает в виде нестабильного газового конденсата (НГК) для обратной закачки. Газовый конденсат, образующийся в каплеотбойниках перед компрессорными установками, подается в технологию подготовки нефти.

После совместного отбора пробы по ГОСТу, при положительном результате анализов нефть в резервуаре считается сданной и подлежит откачке в магистральный нефтепровод «Каламкас-Каражанбас-Актау» подпорными насосами Р-112 А/В и экспортными насосами Р-111А/В, работающими параллельно.

Для аварийного опорожнения аппаратов ЦПС при проведении ремонтных работ, все технологические аппараты подключены к дренажам Т-301, Т-401В.

Все сосуды, работающие под давлением оснащены предохранительными клапанами, сброс с которых осуществляется на факел сжигания газа.

Вспомогательные системы включают следующие объекты обеспечения:

- установка обработки пластовой воды;
- система факела низкого давления и установка улавливания легких фракций (БКУ);
- система топливного газа;
- дренажная система;
- блок химреагентов;
- система электроснабжения и электrorаспределения;
- система воздуха КИП;
- система пожаротушения.

Технологическая схема ЦПС представлена на рисунке 1.21.



1.4.5.3 Установка подготовки газа (УПГ)

Установка подготовки газа (УПГ) выполнена в модульном блочно-комплектном исполнении. УПГ предназначена для получения товарного газа методом низкотемпературной сепарации попутного нефтяного газа. Дополнительным продуктом низкотемпературной сепарации является нестабильный газовый конденсат (НГК), состоящий из пропана, бутана и небольших количеств пентанов и гексанов. Подготовленный на УПГ товарный газ направляется в магистральный газопровод «Актау – Форт-Шевченко». Продуктами УПГ являются: товарный газ (по ГОСТ 5542-2014) для подачи в газопровод высокого давления «Актау – Форт-Шевченко» и НГК для закачки в пласт.

Мощность установки подготовки газа (УПГ):

- по товарному газу – 84,0 млн. нм³/год;
- по НГК – 20,0 тыс.т/год.

УПГ состоит из следующих основных блоков:

- С-101 – основной компрессор;
- С-103 – дожимной компрессор.
- УОГ – установка обработки газа, включает в себя:
 - блок низкотемпературной сепарации газа;
 - блок подогрева и закачки НГК;
 - блок регенерации гликоля.
- КУУГ – коммерческий узел учета газа с установкой одоризации.

В состав производственного объекта входят также объекты вспомогательного производственного назначения (ОВПН). В состав ОВПН входят:

- факельная система;
- дренажная система;
- система пожаротушения;
- модульная установка для производства воздуха КИП;
- объекты электроснабжения;
- системы водоснабжения;
- системы канализации;
- аналитическая лаборатория.

Технологическая схема УПГ представлена на рисунке 1.22.



Основные блоки и системы УПГ

Основной компрессор С-101

Основной компрессор С-101 приводится в действие электрическим мотором мощностью 6000 кВт 3-ступенчатый возвратно-поступательный компрессор, со встроенными охладителями, предназначенный для увеличения давления газа от 2,5 до 93 атм. Предусмотрено место для идентичной установки (С-102) для увеличения производительности в перспективе. Трубы рассчитаны таким образом, чтобы обеспечить монтаж второй установки без отключения систем.

Газ из нефтяного сепаратора первой ступени V-211 через газовый скруббер V-511 направляется в основной газовый компрессор С-101. Новая линия от V-511 к основному компрессору оборудована ручным изоляционным клапаном на главном газовом коллекторе V-511. Сепаратор снабжен каплеотбойником, и скопившаяся жидкость направляется при контроле уровня в новую дренажную систему. Свободный от жидкости газ выходит из сепаратора и поступает в цилиндры сжатия первой ступени С-131 и С-133. В них газ сжимается до 11 атм и направляется на воздушный охладитель НТ001 IC-1, где охлаждается до 48,64 °С. Температура контролируется регулированием открытия створок жалюзи с помощью PLC компрессора. Охлажденный газ поступает на сепаратор второй ступени V-200. Сепаратор имеет каплеотбойник, и скопившаяся жидкость направляется при контроле уровня в сепаратор первой ступени V-211. Свободный от жидкости газ выходит из сепаратора V-200 и поступает в цилиндр второй ступени С-234.

Газ сжимается до 32-33 атм и направляется на воздушный охладитель НТ-001 IC 2, где охлаждается до 45 °С. Контроль температуры осуществляется PLC компрессора, регулирующего створки жалюзи воздушного охладителя. Охлажденный газ поступает на сепаратор третьей ступени V-300. Сепаратор оборудован каплеотбойником, скопившаяся жидкость при контроле уровня направляется в сепаратор первой ступени V-211. Свободный от жидкости газ из сепаратора V-300 поступает в цилиндр третьей ступени С-332. Газ сжимается до 90 атм и поступает в воздушный охладитель НТ-001 IC 3, где сжатый газ охлаждается до 46,82 °С. Температура контролируется регулированием открытия створок жалюзи воздушного охладителя с помощью PLC компрессора.

Охлажденный газ поступает в выкидной коагулятор V-400. Собранная жидкость направляется при контроле уровня в сепаратор V-300. Газ (свободный от жидкости) при давлении 90 атм поступает на блок JT.

Дожимной компрессор С-103

Блок дожимного компрессора С-103 приводится в действие электрическим мотором мощностью 100ЛС одноступенчатый возвратно-поступательный компрессор, предназначенный для увеличения давления газа на 2 стадии сжатия до параметров давления 1 стадии. Дожимной компрессор С-103 предназначен для сжатия газа, выходящего из нефтяного сепаратора 2 ступени V-301/311. Сжатый газ направляется на всасывающую линию основного компрессора.

Дожимной компрессор С-103 – возвратно-поступательный компрессор (одноступенчатый двухцилиндровый). Максимальное давление на выходе составляет 3,3 атм. Так как поток газа из V-301/311 недостаточен для поддержания необходимого нормального давления на всасывании дожимного компрессора, в нормальном рабочем режиме оно будет поддерживаться за счет газа из V-511.



Газ из V-301/311 проходит через сетчатый фильтр на всасывании STR-101B и поступает на всасывание сепаратора V-100A, оборудованного каплеотбойником. Скапливающаяся жидкость будет направлена в дренажную систему при контроле уровня. Газ (свободный от жидкости) поступает в цилиндры компрессора (CYL 131B и CYL 132B), где он сжимается до ~3 атм и далее на линию всасывания основного компрессора.

Установка обработки газа

В установку обработки газа входят следующие технологические блоки:

- блок низкотемпературной сепарации газа;
- блок подогрева и закачки НГК;
- блок регенерации и впрыскивания гликоля.

Сжатый в блоке компрессии газ с давлением 92 кгс/см² и температурой 45 °С поступает в блок низкотемпературной сепарации газа. Сначала газ охлаждается за счет теплообмена с осушенным газом в теплообменнике газ/газ E-201. Этот теплообменник выполняет двойную функцию. Во-первых, он охлаждает входной газ, во-вторых, он нагревает осушенный газ. Охлажденный входной газ течет из теплообменника газ/газ в теплообменник газ/жидкость E-202, где входной газ охлаждается далее. Наконец, газ расширяется до давления 15 атм через клапан TCV-401 (JT) до окончательной температуры. За счет эффекта Джоуля-Томпсона газ охлаждается до -21 °С при заданных условиях. Понижение температуры вызывает конденсацию части входящего газа. Хотя в некоторой степени сконденсируются все компоненты входящего газа, более тяжелые компоненты, такие как пропан и бутан, будут конденсироваться легче, чем более легкие компоненты, как метан и этан. В результате жидкая фаза, выходящая из холодного сепаратора, будет иметь большую концентрацию тяжелых компонентов, а газообразная часть – легких компонентов. Часть воды в потоке входящего газа также сконденсируется при его охлаждении. Гликоль впрыскивается перед теплообменниками газ/газ и газ/жидкость для абсорбции воды по мере ее конденсации. Это необходимо для предотвращения образования гидратов.

Жидкие углеводороды и смесь гликоль/вода, называемая «обогащенный гликоль», образует в газовом потоке жидкости раздельных фаз. За счет скорости прохождения потока через трубы теплообменника и после него обычно жидкость и газ смешиваются до входа в низкотемпературный сепаратор.

Внутри низкотемпературного сепаратора V-401, углеводородный газ, углеводородная жидкость и обогащенный гликоль разделяются следующим образом: углеводородный газ, называемый «осушенный газ», выделяется из жидкости сравнительно быстро и поступает в верхнюю часть сепаратора через каплеотбойник, который собирает капли уловленной жидкости из потока газа.

Коагулятор в сепараторе облегчает отделение углеводородной жидкости и обогащенного гликоля. По мере сепарации жидкости разница в плотности заставляет жидкие углеводороды подниматься на поверхность, а обогащенный гликоль скапливаться на дне сепаратора таким же образом, как отделяются нефть и вода.

Жидкие углеводороды перетекают через перегородку, расположенную ниже коагулятора, и собираются в успокоителе сепаратора. Они поступают в успокоительную емкость при контроле уровня (LIC-401C или LIC-401B), и далее в систему стабилизации жидкого продукта.



Обогащенный гликоль остается в верхней части потока над перегородкой. Он поступает в отстойную емкость сепаратора при контроле уровня (LIC-403A), и далее течет в систему регенерации гликоля. Перед тем, как осушенный газ покинет установку, он разогревается за счет теплообмена с входным газом в теплообменнике газ/газ E-201. Точка росы осушенного газа будет равна рабочей температуре в низкотемпературном сепараторе. Это означает, что жидкость не будет конденсироваться из осушенного газа, пока температура не упадет ниже рабочей температуры низкотемпературного сепаратора. Необходимо отметить, что точка росы – это функция давления. Если давление осушенного газа изменяется после выхода из установки, точка росы также изменяется. С другой стороны, углеводородная жидкость, выходящая из низкотемпературного сепаратора, нагнетается при давлении 61 атм насосами P-603/P-604 в теплообменник газ/жидкость E-202, где разогревается за счет теплообмена с входным газом. Давление углеводородной жидкости увеличивается выше критического во избежание испарения, и на следующих ступенях оно поддерживается в виде «плотного газа».

Далее плотный газ нагревается в нагревателе H-701 до 85 °С. Наконец, жидкость нагнетается насосами P-601/P-602 в трубопровод для закачки в скважину. Давление на выходе составляет приблизительно 110-120 атм.

Гликоль, который собирается в отстойной емкости низкотемпературного сепаратора, называется «обогащенный гликоль», так как он обогащен абсорбированной водой. Также обогащенный гликоль содержит некоторое количество легких фракций углеводородов, таких как метан, которые неизбежно абсорбируются водой вследствие тесного контакта между гликолем и входным газом при высоком давлении. Падение давления через контрольный клапан уровня низкотемпературного сепаратора вызывает абсорбцию некоторого количества легких фракций и их попадание в жидкость.

Пары, образующиеся таким образом, называются «газом испарения». Обогащенный гликоль течет при расходе потока 0,45 м³/час через контрольный клапан уровня в конденсатор наверху испарительной колонны гликоля. Внутри змеевика конденсатора обогащенный гликоль предварительно нагревается до -17 °С, так как он является охлаждающей средой для обратного потока и снижает потери гликоля в испарительной колонне гликоля. При необходимости регулирования расхода обратного потока предусмотрен байпас.

Обогащенный гликоль далее нагревается до 86 °С за счет теплообмена с горячим обедненным гликолем в теплообменнике гликоль/гликоль E-204. Охлаждение обедненного гликоля снижает потенциальные проблемы при закачке, а нагревание обогащенного гликоля улучшает сепарацию углеводородов в емкости испаренного гликоля. Это также снижает нагрузку на ребойлер гликоля.

Нагретый обогащенный гликоль течет из теплообменника гликоль/гликоль в емкость испаренного гликоля. Емкость испаренного гликоля V-403 имеет рабочее давление 2,8-4,1 атм.

Емкость испаренного гликоля обеспечивает сепарацию обогащенного гликоля, испаренного газа, и любых углеводородных жидкостей, которые выделяются из обогащенного гликоля, но излишне тяжелы для испарения.

Емкость испаренного гликоля работает следующим образом: испаренный газ выделяется из обогащенного гликоля сравнительно быстро и поступает в верхнюю часть емкости испаренного гликоля при контроле давления (PCV-403A и PCV-403B).



Любая углеводородная жидкость, которая выделяется из обогащенного гликоля, образует слой сверху обогащенного гликоля, так как она имеет меньшую плотность по сравнению с гликолем. Углеводородная жидкость перетекает через перегородку и поступает при контроле уровня (LIC-403B) во второй нефтяной сепаратор V-301. Обогащенный гликоль остается выше потока от перегородки. Он поступает в емкость испаренного гликоля при контроле уровня и течет через фильтры. Емкость испаренного гликоля имеет три типовых подключения, которые должны периодически проверяться оператором, чтобы гарантировать отсутствие скопления углеводородов перед перегородкой.

Обогащенный гликоль механически фильтруется на фильтре гликоля F-404 для извлечения твердых частиц размером выше 5 микрон. Это помогает предотвращать проблемы засорения оборудования. Внутри фильтра обогащенный гликоль вынужден течь через элементы фильтра, далее через внутреннюю перегородку емкости испаренного гликоля, собирается в емкости, и выходит из установки при контроле уровня. Элементы фильтра улавливают твердые частицы.

По мере засорения элементов твердыми частицами падение давления (PDI-404) через фильтр увеличивается. Когда падение давления достигает предела, элементы должны быть заменены. После механической фильтрации обогащенный гликоль течет через угольный фильтр гликоля F-405. Угольная фильтрация помогает очистить гликоль путем удаления тяжелых углеводородов и поверхностно-активных растворимых примесей, таких как смазочные масла.

Профильтрованный обогащенный гликоль поступает в ребойлер гликоля E-203. Внутри ребойлера гликоля обогащенный гликоль нагревается для выпаривания воды, которая была абсорбирована из технологического газа.

Ребойлер работает при давлении немного выше атмосферного и температуре 131 °C. Пар и любые оставшиеся легкие фракции углеводородов проходят через испарительную колонну T-501 и выбрасываются в атмосферу. Выпаренный гликоль, называемый «обедненный» или «регенерированный гликоль», поступает на дно ребойлера.

Испарительная колонна крепится на болтах к вентиляционному патрубку ребойлера гликоля. Ниже приводится описание этих двух компонентов. Испарительная колонна гликоля представляет собой колонну с насадкой, работающую при атмосферном давлении с температурой на дне между 121 °C и 127 °C, и наверху колонны примерно 104 °C. Главное предназначение колонны – минимизировать потери гликоля в верхней части колонны вместе с парами при контакте паров ребойлера с возвратным потоком, создаваемым конденсационным змеевиком в верхней части колонны.

Ребойлер гликоля является теплообменником котельного типа, который расположен ниже испарительной колонны гликоля. Тепло, необходимое для дистилляции гликоля, вырабатывается электрическим элементом в ребойлере гликоля. Внутренняя перегородка в ребойлере поддерживает уровень гликоля, при котором электрический элемент полностью погружен в жидкость.

Горячий обедненный гликоль перетекает через перегородку и собирается на дне успокоительной емкости ребойлера гликоля. Он охлаждается за счет теплообмена с обогащенным гликолем в теплообменнике гликоль/гликоль E-204, после чего поступает на насосы гликоля.



Насосы Р-605/606 (один – в работе, второй – в резерве) нагнетают обедненный гликоль при расходе потока 0,45 м³/час во впрыскивающие форсунки перед теплообменником газ/газ, теплообменником газ/жидкость и перед клапаном TCV-401. Оттуда входной газ переносит гликоль обратно в низкотемпературный сепаратор, и таким образом замыкает линию циркуляции гликоля. Электрический элемент вырабатывает тепло, необходимое для удаления воды из гликоля.

При нормальном режиме работы небольшое количество гликоля будет постоянно теряться с осушенным газом, жидким углеводородным продуктом, и верховыми парами испарительной колонны гликоля. Дополнительное количество может теряться из-за утечки и при выполнении работ по обслуживанию.

Контрольная проверка системы определяет уровень в успокоительной емкости ребойлера гликоля. Восполнение гликоля при необходимости производится через линию наполнения ребойлера гликоля.

Коммерческий узел учета газа с установкой одоризации

В блоке коммерческого узла учета газа (КУУГ) производится измерение объемного расхода, давление, температуры и одоризации поставляемого газа в газопровод высокого давления «Актау – Форт-Шевченко».

Сухой газ из V-401 при контроле давления (PIC-201) выходит из блока JT и поступает на трубопровод экспорта товарного газа через замерную установку. Сухой газ может подаваться на факел высокого давления (в случае отключения трубопровода товарного газа).

На коммерческом узле учета газа предусмотрен блок одоризации газа, предназначенный для автоматической подачи одоранта в поток газа, пропорционально его расходу с целью придания газу характерного запаха.

1.4.5.4 Проектные решения по обустройству системы нефтесбора и подготовки нефти на месторождении Дунга

При определении наиболее оптимальных решений, запланированных в Проекте разработки по системе сбора и транспортировки нефти, рассмотрено 4 варианта по обустройству объектов нефтесбора (таблицы 1.13-1.16).

Рекомендации по системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин

1. Выполнять работы по расширению системы промышленного сбора и транспортировки в соответствии с объемами и сроками проектных решений рекомендованного варианта разработки.

2. Завершить модернизацию газовых компрессоров на ЦПС, в рамках которой будет осуществлена интеграция новых компрессоров большей мощности, также установить дополнительный компрессор для подачи топливного газа на энергетические турбины. Существующие бустерный и впускной компрессоры рекомендуется законсервировать на случай возможного использования при необходимости.

3. Для повышения качества подготовки нефти до товарного качества необходимо проводить работы по постоянному подбору эффективных и недорогостоящих деэмульгаторов.

4. Для транспортировки нефти от ЦПС до магистрального трубопровода «Казтрансойл» планируется ввод экспортного трубопровода ДУ-200.



Таблица 1.13 – Вариант №1. Объемы работ по годам по расширению действующей системы сбора и вводу в эксплуатацию проектных объектов

№ п/ п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки												
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Оборудование:															
1.1	Подключение проектных добывающих нефтяных скважин из бурения	ед.	42		6	7	7			2	5	3	5	5	2	
1.2	Монтаж на устье нефтяных скважин контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	ед.	42		6	7	7	0	0	2	5	3	5	5	2	0
1.3	Подключение проектных добывающих газовых скважин из бурения	ед.	5											2	2	1
1.4	Монтаж на устье газовых скважин контролирующего оборудования	ед.	5											2	2	1
1.5	Газосборный пункт природного газа (манифольд для газовых скважин, газосепаратор для очистки природного газа от жидкости и мех.примесей)	ед.	1											1		
2	Прокладка трубопроводов:															
2.1	Прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора	м	16 760		2 280	3 510	3 000			1 150	2320	1 880	1 310	1 010	300	
2.2	Прокладка нефтесборных коллекторов (СПТ, диаметром 8" (203 мм))	м	5 721		3 550					2 171						
2.3	Прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода	м	1 470											350	860	260
2.4	Прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта	м	13 002											7 345		5 657
3	Расчет электрических нагрузок потребителей электроэнергии:															
3.1	При обустройстве проектных добывающих скважин	кВт	564		72	84	84	0	0	24	60	36	60	84	48	12
3.2	Накопленное потребление электроэнергии по годам по введенному действующему оборудованию	кВт			72	156	240	240	240	264	324	360	420	504	552	564
4	Строительство проектной автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ)	шт.	2		2											



Таблица 1.14 – Вариант №2. Объемы работ по годам по расширению действующей системы сбора и вводу в эксплуатацию проектных объектов

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки												
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Оборудование:															
1.1	Подключение проектных добывающих нефтяных скважин из бурения	ед.	32		6	7	7			2	5	3	2			
1.2	Монтаж на устье нефтяных скважин контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	ед.	32		6	7	7	0	0	2	5	3	2		0	0
1.3	Подключение проектных добывающих газовых скважин из бурения	ед.	5											2	2	1
1.4	Монтаж на устье газовых скважин контролирующего оборудования	ед.	5											2	2	1
1.5	Газосборный пункт природного газа (манифольд для газовых скважин, газосепаратор для очистки природного газа от жидкости и мех.примесей)	ед.	1											1		
1.6	Подключение скважин введенных из освоения	ед.	4	2	1	1										
1.7	Монтаж на устье контролирующего оборудования , скважин введенных из освоения	ед.	4	2	1	1										
2	Прокладка трубопроводов:															
2.1	Прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора	м	13 960		2 280	3 510	3 000			1 150	2320	1 520	180			
2.2	Прокладка нефтесборных коллекторов (СПТ, диаметром 8" (203 мм))	м	5 720		3 550					2 170						
2.3	Прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода	м	1 470											350	860	260
2.4	Прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта	м	13 010											7 350		5 660
2.5	Прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от скважин из освоения до нефтесборного коллектора	м	3 940	1 780	2 160											
3	Расчет электрических нагрузок потребителей электроэнергии:															
3.1	При обустройстве проектных добывающих скважин	кВт	444		72	84	84	0	0	24	60	36	24	24	24	12
3.2	Накопленное потребление электроэнергии по годам по введенному действующему оборудованию	кВт			72	156	240	240	240	264	324	360	384	408	432	444
4	Строительство проектной автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ)	шт.	2		2											



Таблица 1.15 – Вариант №3. Объемы работ по годам по расширению действующей системы сбора и вводу в эксплуатацию проектных объектов

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки												
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Оборудование:															
1.1	Подключение проектных добывающих нефтяных скважин из бурения	ед.	63		6	15	15			8	8	7	2	2		
1.2	Монтаж на устье нефтяных скважин контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	ед.	63		6	15	15			8	8	7	2	2		
1.3	Подключение проектных добывающих газовых скважин из бурения	ед.	5											2	2	1
1.4	Монтаж на устье газовых скважин контролирующего оборудования	ед.	5											2	2	1
1.5	Газосборный пункт природного газа (манифольд для газовых скважин, газосепаратор для очистки природного газа от жидкости и мех.примесей)	ед.	1											1		
1.6	Подключение скважин введенных из освоения	ед.	4	2	1	1										
1.7	Монтаж на устье контролирующего оборудования , скважин введенных из освоения	ед.	4	2	1	1										
2	Прокладка трубопроводов:															
2.1	Прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора	м	22 260		2 280	3 790	5 300			4 400	2780	3 020	510	180		
2.2	Прокладка нефтесборных коллекторов (СПТ, диаметром 8" (203 мм))	м	17 450		9 160	7 040				1 250						
2.3	Прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода	м	1 470											350	860	260
2.4	Прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта	м	13 010											7 350		5 660
2.5	Прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от скважин из освоения до нефтесборного коллектора	м	3 940	1 780	2 160											
3	Расчет электрических нагрузок потребителей электроэнергии:															
3.1	При обустройстве проектных добывающих скважин	кВт	816		72	180	180	0	0	96	96	84	24	48	24	12
3.2	Накопленное потребление электроэнергии по годам по введенному действующему оборудованию	кВт			72	252	432	432	432	528	624	708	732	780	804	816
4	Строительство проектной автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ)	шт.	2		2											



Таблица 1.16 – Вариант №4. Объемы работ по годам по расширению действующей системы сбора и вводу в эксплуатацию проектных объектов

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки												
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Оборудование:															
1.1	Подключение проектных добывающих нефтяных скважин из бурения	ед.	47		6	15	15			6		3	2			
1.1	Подключение проектных добывающих нефтяных горизонтальных скважин из бурения	ед.	13							4	3	3	3			
1.2	Монтаж на устье нефтяных скважин контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	ед.	60		6	15	15	0	0	10	3	6	5			
1.3	Подключение проектных добывающих газовых скважин из бурения	ед.	5											2	2	1
1.4	Монтаж на устье газовых скважин контролирующего оборудования	ед.	5							0	0	0	0	2	2	1
1.5	Газосборный пункт природного газа (манифольд для газовых скважин, газосепаратор для очистки природного газа от жидкости и мех.примесей)	ед.	1											1		
1.6	Подключение скважин введенных из освоения	ед.	4	2	1	1										
1.7	Монтаж на устье контролирующего оборудования , скважин введенных из освоения	ед.	4	2	1	1										
2	Прокладка трубопроводов:															
2.1	Прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора	м	21 440		2 280	3 790	5 300			5 680	630	2 470	1 290			
2.2	Прокладка нефтесборных коллекторов (СПТ, диаметром 8" (203 мм))	м	16 200		3 550	5 610	7 040									
2.3	Прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода	м	1 470											350	860	260
2.4	Прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта	м	13 010											7 350		5 660
2.5	Прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от скважин из освоения до нефтесборного коллектора	м	3 940	1 780	2 160											
3	Расчет электрических нагрузок потребителей электроэнергии:															
3.1	При обустройстве проектных добывающих скважин	кВт	720		72	180	180	0	0	120	36	72	60			
3.2	Накопленное потребление электроэнергии по годам по введенному действующему оборудованию	кВт			72	252	432	432	432	552	588	660	720			
4	Строительство проектной автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ)	шт.			2											



1.4.6 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

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

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

Согласно пункту 2 статьи 147 «Переработка и утилизация сырого газа» Кодекса РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2023 г.) недропользователь, осуществляющий добычу углеводородов, обязан проводить мероприятия, направленные на минимизацию объемов сжигания сырого газа.

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

Действующая «Корректировка «Программы развития переработки сырого газа месторождения Дунга на период 2023-2025 гг.» на 2025 год» разработана филиалом АО «НИПИнефтегаз» и утверждена Рабочей группой Министерства энергетики РК, протокол №15/2 от 02 августа 2024 года.

Целью данной корректировки ПРПСГ являлось внесение изменений в действующую Программу в части объемов технологически неизбежного сжигания (ТНС) согласно обновлению планов производства и графиков работ по вводу нового оборудования в эксплуатацию на 2025 г. В этой связи объемы ТНС на 2025 г. в Программе были откорректированы и в данном документе представлен откорректированный баланс газа.

Баланс газа составлен на основании технологических показателей «Проекта разработки месторождения Дунга по состоянию 01.01.2018 г.» (Протокол № 12/10 от 1-2 августа 2019 г.). В соответствии с «Методикой...» объем сырого газа по категориям сжигания распределится следующим образом: $V_6 - 0,543$ млн. м³, $V_7 - 1,032$ млн. м³, $V_8 - 1,472$ млн. м³, $V_9 - 0,00$ млн. м³.

Общий объем технологически неизбежного сжигания газа на месторождении Дунга за 2025 год составляет 3,047 млн. м³.

На месторождении Дунга большая часть добываемого сырого газа используется на собственные нужды промысла (на печах для подогрева нефти и на ГТУ для выработки электроэнергии), часть газа реализуется АО «НК QazaqGaz» и поставляется в магистральный газопровод.

Компанией «Dunga Operating GmbH» в 2025 году запланирован ввод в эксплуатацию трех новых компрессорных установок (в том числе один компрессор предусмотрен для подачи сырого газа на ГТУ):



-
- А-042-0001 - новый дожимной компрессор взамен компрессора С-103;
 - А-043-0001 – новый компрессор для подачи сырого газа первой ступени сепарации на ГТС;
 - А-044-0001 – новый основной компрессор взамен компрессора С-101.

Компрессора С-101/С-103 будут в резерве на случай неисправности новых компрессоров А-044-0001/А-042-0001.

Для выбора оптимальных путей решения вопросов по утилизации добываемого газа компанией «Dunga Operating GmbH» в рамках «Программ утилизации/переработки сырого газа» осуществляются различные мероприятия, направленные на улучшение экологической обстановки в регионе и снижение уровня сжигания газа на факельных установках, что позволяет иметь достаточно высокий процент утилизации газа, порядка 95 % за 2024 год. Это показывает, что компания «Dunga Operating GmbH» осуществляет сжигание газа только в объемах технологически необходимых для обеспечения безопасной работы промышленных и производственных объектов.

Норматив технологических потерь нефтяного (попутного) газа согласно расчетам, выполненным в 2025 году филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз», составляет 0,046 % от добычи газа.

1.4.7 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Требования к системе ППД

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

Система ППД должна обеспечивать:

- объемы закачки воды в продуктивные пласты и давления ее нагнетания по скважинам участка, объектам разработки и месторождения в целом в соответствии с технологическими схемами и проектами разработки;
- подготовку закачиваемой воды до кондиций (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию мехпримесей, кислорода, микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям технологических схем и проектов разработки;
- возможность систематических замеров приемистости скважин, учета закачки воды как по каждой скважине, их группам, по пластам и объектам разработки, так и по месторождению в целом, контроль ее качества;
- герметичность и надежность эксплуатации, применение замкнутого цикла водоподготовки и заводнения с использованием сточных вод;
- возможность изменения режимов закачки воды в скважины, проведения ГРП и ОПЗ с целью повышения приемистости пластов, охвата их заводнением, регулирования процесса вытеснения нефти к забоям эксплуатационных скважин.



1.4.7.1. Текущий технологический процесс системы ППД

Разработка месторождения ведется с реализацией системы ППД путем закачки смеси попутно-добываемой и морской воды.

Поддержание пластового давления на месторождении Дунга началось в 2004 году путем закачки морской воды через вертикальную нагнетательную скважину ДГА-33В в аптский продуктивный горизонт. В связи с низкой приемистостью скважин прекращена закачка морской воды и с апреля 2008 г. начата закачка попутно-добываемой воды. С марта 2017 г. восстановлена закачка морской воды в смеси с попутно-добываемой водой.

Попутно-добываемая вода после расслоения от нефти собирается в накопительном резервуаре, откуда подпорными насосами через блок фильтров подается на вход высоконапорных насосов ППД.

Морская вода из морской водозаборной станции на берегу моря с помощью подпорных насосов через трубопровод длиной 16 км подается в накопительный резервуар морской воды ЦПС. Далее поток морской воды проходит через фильтр и поступает на вход высоконапорных насосов ППД.

Станция забора морской воды включает в себя:

- береговую фильтрационную траншею;
- насосную водозаборную станцию;
- площадку буферной емкости морской воды;
- перекачивающую насосную станцию;
- площадку блока дозирования реагентов;
- площадку дренажной емкости.

В конце 2019 года введена в строй установка системы подготовки (пластовой, морской) и закачки воды. Предназначена установка для более тонкой очистки воды, поступающей от существующей системы подготовки пластовой воды и установки подготовки морской воды до состояния, позволяющего без осложнений смешивать морскую и пластовую воду перед закачкой в пласт. Общая производительность установки (с учетом 15% резерва) составляет 6 360 м³/сут.

Состав установки подготовки и обратной закачки воды:

- резервуар морской воды;
- резервуар пластовой воды;
- азотная станция;
- дренажная емкость пластовой воды;
- дренажный бетонный колодец для морской воды.

Центробежные насосы (P-035-0004) ППД марки SULZER MSD установлены в количестве 3 ед. с производительностью каждого 2400 м³/сут.

К Северному манифольду подключены скважины ДГА-46В, ДГА-50Г, ДГА-51Г, ДГА-52Г, ДГА-54Г. К Южному манифольду подключены линии К и L. Скважины 31Д-Г и ДГА-33В подключены к насосам ППД через одиночные линии диаметром 4”.

Подготовка попутно-добываемой воды заключается в очистке до соответствия требованиям технических условий по содержанию нефти и количества взвешенных твердых частиц в воде и включает две стадии:

1. грубая очистка от нефти и механических примесей методом отстаивания;
2. вторичная очистка методом сепарации и флотации;



3. фильтрация.

Система подготовки попутно-добываемой воды вод должна работать следующим образом. Вода из накопительного резервуара после разделения от нефти под остаточным давлением поступает на очистные сооружения, состоящие из отстойника и напорных фильтров. Первоначально вода поступает в напорный отстойник, где проходит очистку от мехпримесей и нефтепродуктов. Из отстойника вода поступает в блок напорных фильтров для дополнительной очистки от нефтепродуктов. Уловленная нефть из отстойников и фильтров очистных сооружений отводится в дренажную емкость и далее в голову процесса. В случае получения избыточного количества попутно-добываемых вод потребуются строительство поглощающих и наблюдательных скважин, насосной станции, трубопроводов системы поглощения для утилизации в систему поглощения.

Подготовка морской воды заключается в фильтрации от механических примесей, планктона, биообрастателей и стерилизации воды от СВБ.

Морская вода имеет минерализацию 10-15 г/л, большое количество сульфатов и для её применения требуется изучение совместимости с пластовой водой во избежание возникновения осложнений, связанных с образованием солевых отложений в призабойной зоне.

Описание технологической схемы подготовки пластовой воды

Подача требуемого объема пластовой воды на установку подготовки осуществляется насосами Р-205А/В по водоводу диаметром 8" от системы подготовки воды ЦПС-Дунга протяженностью 600 м. Вода поступает на подготовку в буферный резервуар Т-027-0001 свободным наливом, с номинальной температурой 45 °С. Пластовая вода, поступающая на подготовку, содержит в среднем 100 мг/дм³ нефти (50-200 мг/дм³), 20,0 мг/дм³ мехпримесей (5,0-40,0 мг/дм³).

Из буферного резервуара Т-027-0001 вода подается по всасывающему коллектору 10" на вход насосов Р-027-0001А/В(С) (2 рабочих/1 резервный). В коллектор вводится биоцид от блока дозирования реагентов А-039-0001. Насосами Р-027-0001А/В(С) вода направляется в нагнетательный коллектор диаметром 8", по которому с давлением 0,65-0,70 МПа попадает в фильтры с ореховой насадкой FIL-027-0001А/В(С) работают параллельно, каждый на ~50% от расчетной пропускной способности. В фильтрах задерживается основная часть нефти и мехпримесей. После очистки на фильтрах подготовленная вода по трубопроводу диаметром 6" с давлением 0,53-0,64 МПа направляется на смешение с подготовленной морской водой на входе патронных фильтров FIL-035-0002А/В.

Осадок, накапливающийся в фильтрах FIL-027-0001А/В(С), удаляется в процессе регенерации, которая проводится обратной промывкой фильтрующей насадки пластовой водой. Промывные воды регенерации в виде пульпы с содержанием мехпримесей до 6,0 г/дм³ выводятся по трубопроводам 4", объединяются в коллекторе 4", по которому поступают в емкость обратной промывки V-027-0001 – цилиндрический резервуар-отстойник с коническим днищем и с азотным дыханием парового пространства. Фильтры FIL-027-0001А/В(С) выводятся на регенерацию периодически поочередно; во время проведения регенерации одного из фильтров нагрузка на остающийся(щиеся) в работе фильтр(ы) перераспределяется для обработки всего потока воды. Азотное дыхание парового пространства емкости обратной промывки оборудовано для предотвращения аэрации воды при нахождении в сборнике.



В сборнике обратной промывки V-027-0001 происходит сгущение пульпы, поступающей с фильтров FIL-027-0001А/В(С) при регенерации, до содержания 16-19% твердых включений. Сгущенная пульпа периодически выводится по трубопроводу 4" из нижней части конуса сборника V-027-0001 расходом 10 м³/час в АЦН (бойлер) и отправляется на захоронение (на полигоне промышленных отходов). Осветленная вода обратной промывки выводится из специального кармана сборника V-027-0001 по всасывающему коллектору 4" на вход насосов Р-027-0002А/В (рабочий/резервный), которые откачивают ее расходом 68 м³/час в буферный резервуар воды Т-027-0001 (в голову процесса). Расчетное содержание нефти в оборотной воде составляет <100 мг/дм³, мехпримесей – <40 мг/дм³.

Принципиальная технологическая схема установки пластовой воды представлена на рисунке 1.23.

Описание технологической схемы подготовки морской воды

В состав установки подготовки морской воды на расчетную производительность 1 590 м³/сут входит следующее технологическое оборудование:

- буферный резервуар;
- насосы (рабочий/резервный), подающие воду в фильтр грубой очистки;
- фильтр грубой очистки воды;
- блок вакуумного деаэратора, в состав которого входят:
 - вакуумный деаэратор;
 - водокольцевые вакуумные насосы (рабочий/резервный);
 - сепаратор-каплеуловитель для вакуум-насосов.
- дожимные насосы (рабочий/резервный).

Морская вода для подготовки поступает по подземному трубопроводу 8", подключенному в колодце РПТ-1 к морскому водоводу 6", идущему от заборной станции морской воды (СЗМВ), в буферный резервуар Т-035-0001 свободным наливом с температурой 0-28 °С (в зависимости от времени года). Из буферного резервуара вода подается по всасывающему коллектору 8" на вход насосов Р-035-0001А/В (рабочий/резервный), в коллектор вводится биоцид.

Насосами Р-035-0001А/В вода направляется в фильтр грубой очистки FIL-035-0001 по коллектору диаметром 6", через клапан-регулятор уровня LCV-035-0001 и давлением 0,24-0,34 МПа. В фильтре грубой очистки задерживается основная масса твердых макровключений размером частиц больше 40 микрон.

Осадок, накапливающийся в фильтре грубой очистки, удаляется в процессе регенерации, которая проводится обратной промывкой фильтрующей поверхности фильтра (проволочной сетки) морской водой, и выводится расходом 25 м³/час по трубопроводу 2" в дренажную емкость пластовой воды Т-050-0002. Шлам, накапливающийся в дренажной емкости в результате отстоя воды обратной промывки, периодически отбирается со дна емкости вакуумной установкой и вывозится на захоронение (на полигоне промышленных отходов). Конструкция фильтра грубой очистки обеспечивает проведение регенерации фильтрующей сетки без останова основного процесса.

Вода, прошедшая очистку, направляется после фильтра FIL-035-0001 по трубопроводу 6" в вакуумный деаэратор V-035-0001 для деаэрации, в процессе которой из нее удаляется растворенный кислород. Вакуумный деаэратор представляет собой



колонный аппарат с двумя насадочными секциями, обеспечивающими ступенчатое деаэрирование воды при разном уровне вакуума, и кубом колонны, который выполняет роль буфера для проведения окончательного удаления кислорода раствором химреагента (поглотителя кислорода). Вода подается в верхнюю часть деаэратора через устройство, распределяющее поток равномерно по сечению аппарата. Стекая тонкой пленкой вниз по насадкам деаэратора, в секциях которого поддерживается вакуум, вода освобождается от растворенных газов, содержание растворённого кислорода снижается до ~ 50 ppb (частей на миллиард), и попадает в куб колонны, где процесс дегазации завершается химреагентом. Фактором, определяющим эффективность вакуумного деаэратора, является парциальное давление кислорода в паровом пространстве, снижение которого до требуемого уровня осуществляется удалением парогазовой смеси из рабочего пространства под вакуумом, который является движущей силой процесса. Для этого предусмотрена вакуумная система, состоящая из воздушного эжектора EJ-035-0001, водокольцевых вакуум-насосов P-035-0003A/B (рабочий/резервный) и сепаратора-водоотделителя V-035-0002, обеспечивающая в секциях деаэратора давление $\sim 4,0-4,5$ кПа (абс.) – вакуум $\sim 0,95-0,94$ соответственно, такое же давление в коллекторе всасывания вакуум-насосов. Пары из первой насадочной секции деаэратора отводятся по трубопроводу 3" в коллектор всасывания вакуум-насосов. Пары из второй насадочной секции деаэратора отсасываются эжектором EJ-035-0001 и выбрасываются в коллектор всасывания вакуум-насосов. Для обеспечения работы системы в вакуум-насосы и сепаратор-водоотделитель подается морская вода по отводу от трубопровода после фильтра грубой очистки, расходом $2,1-2,5$ м³/час и $0,45-0,5$ м³/час соответственно. Отработанная вода выводится из сепаратора-водоотделителя в дренажную емкость T-050-0002, из которой погружными насосами P-050-0002/0003 возвращается в голову процесса. В кубе деаэратора, куда вода поступает после насадочных секций, ее дегазация завершается добавлением химреагента-поглотителя кислорода. За счет поглощения кислорода химическим поглотителем достигается его содержание ~ 10 ppb.

Дегазированная вода из куба деаэратора по трубопроводу 8" поступает в коллектор на входе дожимных насосов P-035-0002A/B (рабочий/резервный). В коллектор перед насосами предусмотрена подача биоцида из расчета среднего целевого содержания в подготовленной воде 600 ppm, который поступает от блока дозирования реагентов A-039-0001. Насосами P-035-0002A/B подготовленная вода направляется расходом давлением $0,46-0,58$ МПа по трубопроводу 6" через регулятор уровня LCV-035-0002 на вход патронных фильтров FIL-035-0002A/B, где объединяется с потоком подготовленной пластовой водой. От линии нагнетания насосов P-035-0002A/B предусмотрен отвод воды в куб деаэратора для постоянной циркуляции части подготовленной воды. В этот циркулирующий поток подается раствор поглотителя кислорода расходом $2,0$ (1,0) л/час – для разбавления перед вводом в процесс.

Принципиальная технологическая схема установки морской воды представлена на рисунке 1.23.



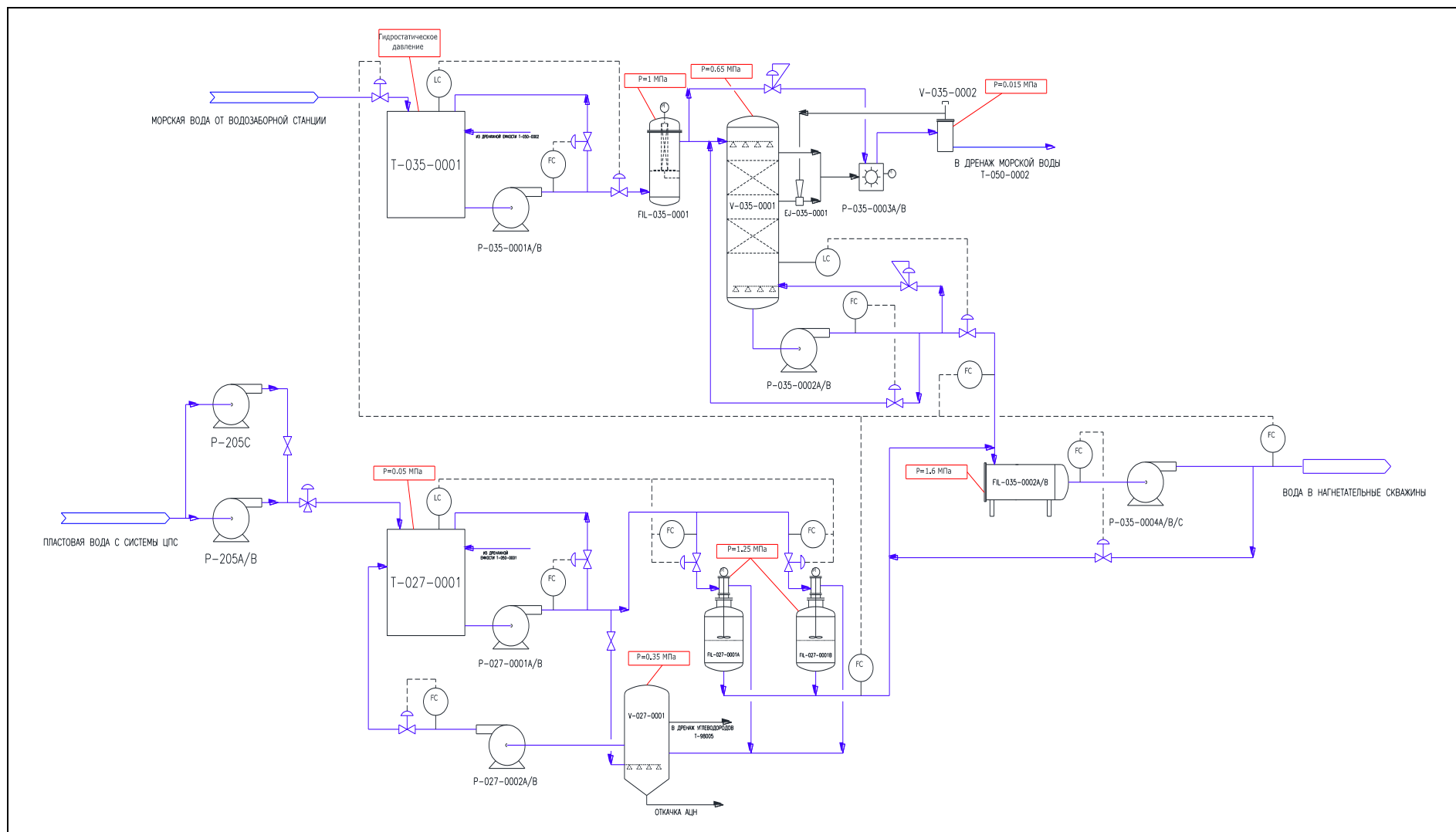


Рисунок 1.23- Принципиальная схема установки подготовки пластовой и морской воды для закачки в систему ППД



В настоящее время от УКПГ в скважину ДГА-45В также закачивается нестабильный газовый конденсат (НГК). Закачка нестабильного газового конденсата за 2024 год составила 32 748 м³, средняя приемистость – 91,0 м³/сут.

В таблице 1.17 приведена динамика закачки воды (пластовой, морской) и НГК за период 2019-2024 гг.

Таблица 1.17 – Динамика закачки воды (пластовой, морской) и НГК

Год	Закачка воды, тыс. м ³		Закачка НГК, тыс. м ³		Добычи жидкости, тыс. т	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт
2019	868,7	605,4	41,0	34,3	1413,0	1236,9
2020	1077,3	806,2	41,0	30,1	1420,0	1137,3
2021	1202,8	811,9	47,0	35,3	1786,0	1248,5
2022	1229,6	783,8	44,3	38,4	1580,0	1223,8
2023	1672,0	746,9	49,5	29,4	1837,0	1147,6
2024	1599,6	1104,0	45,0	32,8	1727,0	1469,7

На входе установки подготовки пластовой воды установлен расходомер таговый номер FIT-027-0001, тип – электромагнитный, изготовитель – Krohne, марка – OPTIFLUX 4300 C.

На входе установки подготовки морской воды установлен расходомер таговый номер FIT-035-0001, тип – электромагнитный, изготовитель – Krohne, марка – OPTIFLUX 4300 C.

Производится отдельный учет пластовой и морской воды, закачиваемых в пласт. Далее на основе данных счетчиков на устье скважин производится распределение закачки по каждой скважине отдельно.

1.4.7.2 Рекомендации к качеству закачиваемых вод

Качество подготовки воды должно удовлетворять критериями закачки с тем, чтобы не допустить повреждения пласта, отсутствие кислорода, чтобы не спровоцировать развитие коррозионных процессов в нефтепромысловом оборудовании. Превышение норм и требований к качеству воды по содержанию твердых частиц и эмульгированной нефти может привести к закупорке поровых каналов и снизить приемистость пласта, что, в свою очередь, приводит к снижению нефтеотдачи.

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

Подготовка закачиваемых сточных вод направлена на удаление механических примесей и эмульгированной нефти до нормируемых показателей, снижение коррозионной агрессивности, подавление роста микроорганизмов и предотвращения солеобразования.

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

1. Водородный показатель (pH).
2. Фильтрационная характеристика.



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

Для продуктивных аптского горизонта приняты следующие значения мехпримесей и нефтепродуктов:

Показатели	Аптский горизонт
Количество мех. примесей	до 3 мг/л
Содержание нефтепродуктов	до 5 мг/л

Для выполнения перечисленных требований используемые воды должны пройти соответствующую подготовку перед закачкой в пласт. Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды, предназначенной для поддержания пластового давления, а также требований, предъявляемых к системе ППД.

При реализации системы ППД необходимо проводить мониторинг качества закачиваемой воды.

Источниками водоснабжения системы ППД являются попутно добываемая пластовая (сточная) вода из ЦПС и морская вода Каспийского моря. Состав и физико-химические свойства сточной и морской вод представлены в таблице 1.18.

Таблица 1.18 – Сравнение состава и физико-химических свойств вод, применяемых для заводнения

Источники водоснабжения	Механические примеси, мг/л	pH	Содержание ионов, мг*л/мг*экв/л							Общая минерализация, г/л
			SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	K ⁺ +Na ⁺	Fe ⁺⁺ +Fe ⁺⁺⁺	
Сточная (пластовая) вода	26,6	6,2	1 150,8	15 186,8	292,8	1002	425,6	8 448,5	4,2	26,507
Морская вода	следы	7,7	3 663,2	6 689,4	219,6	350,7	952,4	3 908,9	не обн.	15,774
Смешанная для закачки вода (пластовая + морская)	9,1	7,4	1 927,1	11 514,2	378,2	701,4	425,6	6 925,2	1,7	21,872

Анализ содержания нефтепродуктов и механических примесей в закачиваемой воде проводится регулярно. Результаты контроля содержания мехпримесей, нефтепродуктов и сероводорода в закачиваемой воде приведены в таблице 1.19.

Таблица 1.19 – Содержание мех. примесей и нефтепродуктов в закачиваемой воде

Год	Содержание мехпримеси, мг/л	Содержание нефтепродуктов, мг/л
2019	11,6	67,9
2020	22,7	22,7
2021	13,4	21,8
2022	13,8	33,1
2023	16,4	75,4



Год	Содержание мехпримеси, мг/л	Содержание нефтепродуктов, мг/л
2024	20,5	62,7

Результаты анализов показывают, что они не соответствуют требуемому качеству. Поэтому необходимо совершенствовать процесс водоподготовки, доведя водоочистку до требуемых показателей.

Как правило, в мировой практике, на месторождениях с большими объемами подготовки воды, применяются комплексные технологии очистки воды с применением физического и химического воздействия.

К основным физическим методам очистки следует отнести следующее оборудование:

1. Гравитационное разделение;
2. Гидроциклоны-нефтеотделители;
3. Гидроциклоны-пескоотделители;
4. Установка принудительной газовой флотации;
5. Компактные флотационные установки;
6. Дегазаторы;
7. Фильтры.

Для химического воздействия при подготовке воды используют следующие химические реагенты:

- ✓ Коагулянты
- ✓ Флокулянты
- ✓ Водоосветлителей
- ✓ Дозирование диоксида хлора

} вещества, способные ускорять процесс объединения мелких взвешенных частиц способствующие быстрому осаждению и осветлению воды

} дезинфекция СВБ /удаление железа, марганца и сульфида

Рекомендуется рассмотреть возможность проведения лабораторных исследований и далее опытно-промышленных испытаний химических реагентов (коагулянтов, флокулянтов, водоосветлителей) различных производителей для подготовки сточной (пластовой) воды для нужд системы ППД.

1.4.7.3 Проектные решения по системе ППД

На месторождении Дунга создана герметичная система поддержания пластового давления, состоящая из водоводов низкого давления, нагнетательных коллекторов высокого давления, насосами, через которые закачиваемая вода под давлением подается на устье нагнетательных скважин эксплуатационного фонда.

При определении наиболее оптимальных решений, необходимых для обеспечения проектных объемов закачки рабочего агента в системе ППД в соответствии с планируемыми объемами ввода проектных скважин в эксплуатацию, было рассмотрено 4 варианта по обустройству объектов ППД (табл. 1.20-1.23).

Таблица 1.20 – Вариант №1. Объемы работ по годам по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки					
				2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Оборудование:								
1.1	Перевод скважин под нагнетание воды	ед.	27	6	4	10	1	3	1



1.2	Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды	ед.	27	6	4	10	1	3	1
1.3	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	компл.	27	6	4	10	1	3	1
2	Прокладка трубопроводов:								
2.1	Прокладка водоводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)), Р=20 МПа) скважин, переведенных под нагнетание	м	14 130	1 470	1 700	5 470	530	2 990	540

Таблица 1.21 – Вариант №2. Объемы работ по годам по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки						
				2025	2026	2027	2028	2029	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Оборудование:									
1.1	Перевод скважин под нагнетание воды	ед.	27	6	4	10	1	3	1	2
1.2	Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды	ед.	27	6	4	10	1	3	1	2
1.3	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	компл.	27	6	4	10	1	3	1	2
2	Прокладка трубопроводов:									
2.1	Прокладка водоводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)), Р=20 МПа) скважин, переведенных под нагнетание	м	14130	1 470	1 700	5 470	530	2 990	540	1 430

Таблица 1.22 – Вариант №3. Объемы работ по годам по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки						
				2025	2026	2027	2028	2029	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Оборудование:									
1.1	Перевод скважин под нагнетание воды	ед.	40	6	4	10	6	5	4	5
1.2	Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды	ед.	40	6	4	10	6	5	4	5
1.3	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	компл.	40	6	4	10	6	5	4	5
2	Прокладка трубопроводов:									
2.1	Прокладка водоводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)), Р=20 МПа) скважин, переведенных под нагнетание	м	25 020	1 610	2 340	4 690	5 130	3 690	3 430	4 130

Таблица 1.23 – Вариант №4. Объемы работ по годам по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки								
				2025	2026	2027	2028	2029	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Оборудование:											
1.1	Перевод скважин под нагнетание воды	ед.	40	6	4	10	6	5	4	2	1	2
1.2	Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды	ед.	40	6	4	10	6	5	4	2	1	2
1.3	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	компл.	40	6	4	10	6	5	4	2	1	2
1.4	Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемого нестабильного газового конденсата (НГК)		2				1	1				



1.5	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)		2				1	1				
2	Прокладка трубопроводов:											
2.1	Прокладка водоводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)), Р=20 МПа) скважин, переведенных под нагнетание	м	26990	1 470	1 700	5 460	5 150	3 690	4 300	2470	1010	1740
2.2	Прокладка трубопроводов скважин, переведенных под нагнетание нестабильного газового конденсата (НГК) (СПТ, Ду 76 мм, Р=12 МПа)		1326				1143	183				
2.3	Прокладка нагнетательного сточного трубопровода для НГК (СПТ, Ду 89 мм, Р=12 МПа)		9634				9634					

1.4.7.4 Рекомендации по системе ППД

Рекомендуется рассмотреть возможность проведения лабораторных исследований и далее опытно-промышленных испытаний химических реагентов (коагулянтов, флокулянтов, водоосветлителей) различных производителей для подготовки сточной (пластовой) воды для нужд системы ППД.

В целях дальнейшего совершенствования системы ППД в качестве рабочего агента рекомендуется заменить морскую воду на альб-сеноманскую воду. Так как морская вода имеет более высокую коррозионную активность ввиду наличия в ней растворенного кислорода, замена рабочего агента для поддержания пластового давления с морской воды на альб-сеноманскую увеличит срок службы наземного оборудования и трубопроводных коммуникаций системы ППД.

В связи с увеличением объемов закачки воды в последующие годы, рекомендуется увеличить количество резервуаров для гравитационного отстоя пластовой воды, увеличить количество насосов, модернизировать систему ППД.

1.4.8 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

Установка подготовки газа (УПГ) предназначена для получения товарного газа методом низкотемпературной сепарации попутного нефтяного газа. Дополнительным продуктом низкотемпературной сепарации является нестабильный газовый конденсат (НГК), состоящий из пропана, бутана и небольших количеств пентанов и гексанов, который не является продуктом, удовлетворяющим требованиям к товарной пропан-бутановой фракции, и применяется на месторождении для обратной закачки в пласт. В настоящее время нестабильный газовый конденсат закачивается в скважину ДГА-45В.

Производительность УПГ по НГК 50 тыс. м³ в год, что обусловлено производительностью насоса высокого давления для нагнетания сжиженного газа в пласт равным 5,7 м³/час, и, следовательно, соответствует технологическим показателям разработки по объему закачки сжиженного газа.

В установку обработки газа входят следующие технологические блоки:

- блок низкотемпературной сепарации газа;
- блок подогрева и закачки НГК;
- блок регенерации и впрыскивания гликоля.

Сжатый в блоке компрессии газ с давлением 92 атм и температурой 45°С поступает в блок низкотемпературной сепарации газа. Сначала газ охлаждается за счет теплообмена с осушенным газом в теплообменнике газ/газ Е-201. Этот теплообменник выполняет



двойную функцию. Во-первых, он охлаждает входной газ. Во-вторых, он нагревает осушенный газ. Охлажденный входной газ течет из теплообменника газ/газ в теплообменник газ/жидкость E-202, где входной газ охлаждается далее. Наконец, газ расширяется до давления 15 атм через клапан TCV-401 (JT) до окончательной температуры. За счет эффекта Джоуля-Томпсона газ охлаждается до -21 °С при заданных условиях. Понижение температуры вызывает конденсацию части входящего газа. Хотя в некоторой степени сконденсируются все компоненты входящего газа, более тяжелые компоненты, такие как пропан и бутан, будут конденсироваться легче, чем более легкие компоненты, как метан и этан. В результате жидкая фаза, выходящая из холодного сепаратора, будет иметь большую концентрацию тяжелых компонентов, а газообразная часть – легких компонентов. Часть воды в потоке входящего газа также сконденсируется при его охлаждении. Гликоль впрыскивается перед теплообменниками газ/газ и газ/жидкость для абсорбции воды по мере ее конденсации. Это необходимо для предотвращения образования гидратов.

Жидкие углеводороды и смесь гликоль/вода, называемая «обогащенный гликоль», образует в газовом потоке жидкости раздельных фаз. За счет скорости прохождения потока через трубы теплообменника и после него обычно жидкость и газ смешиваются до входа в низкотемпературный сепаратор.

Внутри низкотемпературного сепаратора V-401, углеводородный газ, углеводородная жидкость и обогащенный гликоль разделяются следующим образом: углеводородный газ, называемый «осушенный газ», выделяется из жидкости сравнительно быстро и поступает в верхнюю часть сепаратора через каплеотбойник, который собирает капли уловленной жидкости из потока газа.

Коагулятор в сепараторе облегчает отделение углеводородной жидкости и обогащенного гликоля. По мере сепарации жидкости разница в плотности заставляет жидкие углеводороды подниматься на поверхность, а обогащенный гликоль скапливаться на дне сепаратора таким же образом, как отделяются нефть и вода.

Жидкие углеводороды перетекают через перегородку, расположенную ниже коагулятора, и собираются в успокоителе сепаратора. Они поступают в успокоительную емкость при контроле уровня (LIC-401C или LIC-401B), и далее в систему стабилизации жидкого продукта.

Обогащенный гликоль остается в верхней части потока над перегородкой. Он поступает в отстойную емкость сепаратора при контроле уровня (LIC-403A), и далее течет в систему регенерации гликоля. Перед тем, как осушенный газ покинет установку, он разогревается за счет теплообмена с входным газом в теплообменнике газ/газ E-201. Точка росы осушенного газа будет равна рабочей температуре в низкотемпературном сепараторе. Это означает, что жидкость не будет конденсироваться из осушенного газа, пока температура не упадет ниже рабочей температуры низкотемпературного сепаратора. Необходимо отметить, что точка росы – это функция давления. Если давление осушенного газа изменяется после выхода из установки, точка росы также изменяется. С другой стороны, углеводородная жидкость, выходящая из низкотемпературного сепаратора, нагнетается при давлении 61 атм насосами P-603/P-604 в теплообменник газ/жидкость E-202, где разогревается за счет теплообмена с входным газом. Давление углеводородной жидкости увеличивается выше критического во избежание испарения, и на следующих ступенях оно поддерживается в виде «плотного газа».



Далее плотный газ нагревается в нагревателе Н-701 до 85 °С. Наконец, жидкость (НГК) нагнетается насосами Р-601/Р-602 в трубопровод для закачки в скважину.

Закачка нестабильного газового конденсата за 2024 год составила 32 748 м³, средняя приемистость – 91,0 м³/сут.

Проектные решения по закачке НГК

На месторождении Дунга создана герметичная система по обратной закачки в пласт нестабильного газового конденсата (НГК), состоящая из трубопроводов высокого давления, насосов, через которые закачиваем НГК под давлением подается на устье одной нагнетательной скважины.

1.4.9 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Требования к конструкциям скважин

На дату отчета на месторождении пробурено 204 эксплуатационные скважины, из них: 132 добывающие скважины (125 – действующих, 7 – в бездействии), 5 скважин в освоении и обустройстве, 1 скважина в консервации, 3 – ликвидированы, 62 водонагнетательные (61 – действующая, 1 – в бездействии), 1 газонагнетательная.

Выбор типовой конструкции является одним из важнейших мероприятий для обеспечения безопасной проводки проектных скважин в зависимости от горно-геологических условий вскрываемого разреза, надежного разобщения пластов, а также максимального соблюдения правил охраны недр при строительстве скважин и разработке месторождений.

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

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

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

- геологические особенности залегания горных пород, их физико-механическая характеристика, наличие флюидосодержащих горизонтов, пластовые температуры и давления, а также давление гидроразрыва проходимых пород;
- назначение и цель бурения скважины;
- предполагаемый метод заканчивания скважины;
- способ бурения скважины;
- уровень организации, техники, технологии бурения и геологическая изученность района буровых работ;
- уровень квалификации буровой бригады и организация материально-технического обеспечения;
- способы и техника освоения, эксплуатации и ремонта скважины.

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



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

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

В Проекте разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2018 г. предусматривается бурение вертикальных добывающих скважин на меловые (аптские) и юрские продуктивные горизонты.

С учетом горно-геологических условий бурения, на основании опыта пробуренных скважин и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан [1, 2], для разработки аптских продуктивных отложений рекомендуется следующая конструкция скважин:

- Направление $\varnothing$ 339,7 мм устанавливается с целью предотвращения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора.
- Кондуктор $\varnothing$ 219,1 мм устанавливается с целью перекрытия неустойчивых, поглощающих отложений и предотвращения гидроразрыва пород в случае нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Служит также для установки противовыбросового устьевого оборудования (ПВО) и подвески последующих обсадных колонн.
- Эксплуатационная колонна $\varnothing$ 139,7 мм устанавливается с целью перекрытия меловых отложений, испытания (освоения) и эксплуатации продуктивных горизонтов.

Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин для бурения на меловые продуктивные горизонты приведена в таблице 1.25.

Таблица 1.24 – Рекомендуемая конструкция скважин

Наименование колонны	Диаметр, мм		Интервал спуска колонны, м		Высота подъема цемента (ВПЦ) от устья, м
	долота	колонны	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
Направление	393,7	339,7	0	30	0
Кондуктор	269,9	219,1	0	700	0
Эксплуатационная колонна	193,7	139,7	0	1750	300

Примечания

1. В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливаются в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений;
2. Допустимо изменение типоразмеров долот и обсадных колонн.

Также, для разработки аптских продуктивных отложений рекомендуется конструкция скважин с горизонтальным окончанием:



- Направление Ø 339,7 мм устанавливается с целью предотвращения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора.
- Кондуктор Ø 244,5 мм устанавливается с целью перекрытия неустойчивых, поглощающих отложений и предотвращения гидроразрыва пород в случае нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Служит также для установки противовыбросового устьевого оборудования (ПВО) и подвески последующих обсадных колонн.
- Эксплуатационная колонна Ø 177,8 мм устанавливается с целью перекрытия меловых отложений, испытания (освоения) и эксплуатации продуктивных горизонтов.
- Эксплуатационный хвостовик (целевой фильтр) Ø 127,0 мм устанавливается с целью перекрытия меловых отложений, испытания (освоения) и эксплуатации продуктивных горизонтов.

Рекомендуемая конструкция скважин с горизонтальным окончанием приведена в таблице 1.26.

Таблица 1.25 – Рекомендуемая конструкция скважин с горизонтальным окончанием

Наименование колонны	Диаметр, мм		Интервал спуска колонны, м		Высота подъема цемента (ВПЦ) от устья, м
	долота	колонны	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
Направление	393,7	339,7	0	30	0
Кондуктор	311,1	244,5	0	700	0
Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	0	точка А	300
Эксплуатационный хвостовик (целевой фильтр)	152,4	127,0	точка А	точка Б	не цементируется

Примечания

1. В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений;
2. Допустимо изменение типоразмеров долот и обсадных колонн.

Для разработки юрских отложений рекомендуется следующая конструкция скважин.

- Направление Ø 339,7 мм устанавливается с целью предотвращения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора.
- Кондуктор Ø 244,5 мм устанавливается с целью перекрытия неустойчивых, поглощающих отложений и предотвращения гидроразрыва пород в случае нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Служит также для установки противовыбросового устьевого оборудования (ПВО) и подвески последующих обсадных колонн.
- Эксплуатационная колонна Ø 177,8 мм устанавливается с целью перекрытия меловых отложений, испытания (освоения) и возможной эксплуатации продуктивных горизонтов.
- Эксплуатационный хвостовик Ø 127,0 мм устанавливается с целью перекрытия юрских отложений, испытания (освоения) и эксплуатации продуктивных горизонтов.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 1.27.

Таблица 1.26 – Рекомендуемая конструкция скважин (юрские горизонты)



Наименование колонны	Диаметр, мм		Интервал спуска колонны, м		Высота подъема цемента (ВПЦ) от устья, м
	долота	колонны	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
Направление	393,7	339,7	0	30	0
Кондуктор	311,1	244,5	0	700	0
Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	0	1700	300
Эксплуатационный хвостовик	152,4	127,0	1650	2300	1650

Примечания

1. В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливаются в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений;
2. Допустимо изменение типоразмеров долот и обсадных колонн.

При бурении вертикальных скважин отклонение от вертикали не должно превышать 3-5 градусов [2].

Окончательные решения по конструкции проектных скважин, выбору типа и компонентного состава бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, методу освоения будут приняты при разработке технических проектов на строительство скважин.

Требования к производству буровых работ

Принимая во внимание проектные глубины и необходимость спуска обсадных колонн, бурение скважин рекомендуется производить мобильными буровыми установками с грузоподъемностью, достаточной для спуска максимально тяжелой обсадной/бурильной колонны и ведения аварийных работ – допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40% [2].

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения, иметь систему приготовления и обработки бурового раствора, комплекс очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора и другие системы для обеспечения жизнедеятельности и безопасности персонала, иметь достаточное количество долот с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Буровая установка должна соответствовать требованиям нормативных документов Республики Казахстан по безопасности ведения буровых работ [1, 2].

Требования к технологии и качеству цементирования скважин

Выбор технологии цементирования и тампонажных материалов проведен с учетом геологических условий, рекомендуемых конструкций скважин и анализа крепления ранее пробуренных скважин.

Рекомендации по цементированию скважин представлены в таблице 1.28.

Таблица 1.27 – Рекомендации по цементированию обсадных колонн

Наименование показателей	Кондуктор 700 м		Эксплуатационная колонна 1750 (1700) м		Эксплуатационный хвостовик* 1650-2300 м
	2	3	4	5	6
Высота подъема цемента	до устья	на 100 м выше башмака	300 м от устья	на 100 м выше кровли продуктивных горизонтов	до головы эксплуатационного хвостовика



Тип цемента	ПЦТ I-G-CC или класс G (HSR)				
Плотность цементного раствора, г/см ³	1,35	1,85-1,90	1,35	1,90	1,90
Добавки	облегчающая добавка, ускоритель схватывания, пеногаситель	понижитель водоотдачи, пеногаситель	облегчающая добавка, понижитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель	понижитель водоотдачи, дисперсант, замедлитель схватывания, пеногаситель	понижитель водоотдачи, дисперсант, замедлитель схватывания, пеногаситель
Буферная жидкость	техническая вода, ПАВ		техническая вода, ПАВ, буферный материал		техническая вода, ПАВ, буферный материал

* При бурении на юрские отложения.

Для достижения надежной изоляции и обеспечения качественного цементирования рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий:

- обеспечивать качественную подготовку ствола скважины перед проведением процесса цементирования (применять ингибированные буровые растворы; использовать буферные жидкости с добавлением ПАВ для эффективного удаления толстой глинистой корки со стенок скважины и поверхности обсадных колонн; обеспечивать минимальный разрыв во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования);
- применять эффективные добавки и химреагенты (облегчающие добавки, понизители водоотдачи, дисперсанты, регуляторы сроков схватывания и др.) для регулирования свойств тампонажных растворов и получения качественного тампонажного камня;
- обеспечивать наиболее эффективный режим течения буферной жидкости и цементных растворов в затрубном пространстве; осуществлять расхаживание обсадной колонны для обеспечения полноты вытеснения бурового раствора;
- использовать технологию цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения проектной высоты подъема цемента и предотвращения возможных поглощений;
- использовать две цементировочные пробки для лучшего разделения цементного и бурового растворов;
- применять технологическую оснастку (центраторы, турбулизаторы, скребки) в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин; уточнять места установки технологической оснастки после проведения ГИС.

1.4.10 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

Выбор и обоснование типа промывочной жидкости при первичном вскрытии

При выборе типа промывочной жидкости для первичного вскрытия продуктивных пластов необходимо учесть все возможные осложнения, которые базируются на геологической информации по месторождению Дунга:

- размыв устья скважины;
- осыпи и обвалы стенок скважины;
- посадки, затяжки и прихваты бурильного инструмента из-за осыпей и обвалов, сужения ствола скважины и сальникообразования;
- поглощения промывочной жидкости;



- нефтегазоводопроявления.

Так как продуктивные пласты вскрываются совместно с отложениями низов палогена, верхнего и нижнего мела, в разрезе которых содержится до 60 % глин, в которых отмечены высокая кавернозность, сальникообразование и прихватоопасность, а также, учитывая высокую глинистость продуктивных пластов (до 40 %), при использовании неингибирующих систем промывочных жидкостей велика вероятность роста их вязкостных и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза. Это приводит к ухудшению качества промывки ствола скважины, очистки его от выбуренной породы, поглощению бурового раствора, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, коагуляции призабойной зоны пласта тонкодисперсными глинистыми частицами, что негативно влияет на продуктивность скважин и увеличивает срок их освоения.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта (пористость, проницаемость) и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибирующих полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы, особенно её активной коллоидной части;
- используемые полимерные химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для наибольшего сохранения коллекторских характеристик пласта и недопущения его коагуляции, в качестве утяжелителя бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах, во избежание необратимого их загрязнения, необходимо использовать кислоторастворимые временно закупоривающие материалы, такие, как обычный зернистый и хлопьевидный карбонат кальция, представленные молотым мрамором или метаморфическим известняком.

В качестве добавки, ингибирующей гидратацию глин, слагающих разрез скважин и образующих внутрипоровый цемент продуктивных коллекторов, необходимо использовать хлористый калий (KCl) в количестве от 5 % до 9% к объему обрабатываемого раствора, в зависимости от активности разбуриваемых глин и скорости нарастания содержания коллоидной фазы в буровом растворе. С целью достижения необходимого ингибирующего эффекта содержание ионов K^+ в фильтрате бурового раствора должно быть не менее, чем от 27 000 мг/л до 50 000 мг/л. В случае интенсивных осыпей и обвалов стенок скважины возможно увеличение концентрации KCl. Возможно также применение других эффективных ингибиторов гидратации глин, в частности, таких органических продуктов, как полиамины или поликатионные реагенты.

В качестве структурообразователя, позволяющего эффективно регулировать реологические параметры бурового раствора, прежде всего, ДНС, в интервалах бурения, рекомендуется применять биополимер на основе ксантановой камеди.

Фильтрацию (водоотдачу) бурового раствора регулировать модифицированным или карбоксиметилированным крахмалами, относящимися к продуктам, не повреждающим продуктивные пласты.

Тенденция к сальникообразованию и налипанию глины на бурильные трубы и элементы КНБК устраняется применением бурового детергента.



Для недопущения бактериального заражения и деструкции полимеров буровой раствор обрабатывается биоцидом (бактерицидом).

Конкретная рецептура бурового раствора и его параметры выбираются при разработке технического проекта на строительство скважин, на основе действующей нормативно-технической документации, с учетом накопленного в этой области опыта.

1.4.10 Площадь занимаемых земель

Намечаемая деятельность планируется на лицензионной территории Филиала «Dunga Operating GmbH», поэтому дополнительного отвода земель не требуется.

Операции по недропользованию ведутся согласно «Договору о Разделе Продукции» между Правительством Республики Казахстан и «Оман Ойл Компани Лимитед» от 1 мая 1994 г. Срок права недропользования – до 01.05.2039 г.

Площадь горного отвода - 28125,9 га.

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

Электроснабжение

Электроснабжение для реализации намечаемой деятельности предусматривается посредством существующих ЛЭП, а также с помощью выработки электроэнергии ДЭС и ГПЭС.

Водоснабжение и водоотведение

Водоснабжение на питьевые и хоз-бытовые нужды при реализации рассматриваемых вариантов разработки (строительство скважин и ввод нового проектируемого оборудования) обеспечиваются:

- питьевая бутилированная вода - доставляется автотранспортом согласно договору;
- пресная вода из системы водоснабжения ТОО «МАЭК – Казатомпром», доставляемая автотранспортом;
- водовод морской воды (для ППД, КРС, бурение скважин).

Схема производственного водоснабжения при строительстве скважин предусматривает доставку воды автоцистернами. Вода для хозяйственных целей закачивается в аккумулирующие ёмкости в вагончиках. Хранение воды на буровой для производственных нужд предполагается в ёмкостях заводского изготовления.

Качество воды, используемой для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд, должно соответствовать документам государственной системы санитарно-эпидемиологического нормирования согласно п. 18 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утвержденным приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ-49.

При строительстве скважин и вводе нового проектируемого оборудования вода технического качества используется:

- ❖ для производственных нужд (котельная, обмыв оборудования, подпитка устьевых нагревателей и печей);



❖ частично для хоз-бытовых целей (влажная уборка производственных и бытовых помещений, стирка спецодежды в прачечной, подпитка отопительной системы, горячее и холодное водоснабжение в душевых и санузлах).

Водооборотные системы отсутствуют.

Водопотребление при строительстве 1 скважины представлено в ниже следующей таблице 1.29.

Таблица 1.28 – Водопотребление при строительстве 1 скважины

Потребитель	Водопотребление на 1 скважину, м³/цикл
Питьевая вода, в том числе:	120,479
- на хоз-бытовые нужды	120,479
Вода на технические нужды, в том числе:	710,483
- основа перфорационной жидкости	44,42
- для смены перфорационной жидкости на воду и промывки	93,39
- на нужды котельной в зимнее время	59,347
- на противопожарные нужды	50
- для приготовления бурового раствора	358,736
- для цементного раствора	104,59
Всего	830,962

Сброс стоков от санитарных приборов при осуществлении строительства скважин (на буровой площадке) осуществляется по самотечным канализационным трубам в герметичные стальные/пластиковые ёмкости объемом не менее 12 м³. В основании площадки, на которой установлена емкость, должен быть предусмотрен противофильтрационный экран в виде геомембраны (полиэтиленовой пленки) или бетонированной плиты и т.п. Далее стоки из емкости-накопителя вывозятся спецавтотранспортом на дальнейшую их утилизацию, согласно заключенному договору.

На период строительных работ предусматривается биотуалет, из которого хоз-бытовые сточные воды по мере накопления вывозятся на очистные сооружения специализированной организацией по договору.

Более подробно сведения о водопотреблении и водоотведении представлены в разделе 1.5.2.

Материалы, сырье, ресурсы

Расход материалов и сырья ожидается при строительстве новых скважин. Ориентировочный расход материалов и сырья при строительстве 1-й скважины: химреагенты – 96,36 т/скв., электроды – 0,060 т/скв., цемент – 72,1 т/скв., моторные масла – 5,971 т/скв., дизельное топливо (дизельные буровые установки и котельная установка) – 172,554 т/скв.

1.4.12 Описание работ по поустутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности

Для реализации намечаемой деятельности поустутилизация существующих объектов не требуется.

1.5 Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных негативных антропогенных воздействиях на



окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности

1.5.1 Воздействие на атмосферный воздух

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

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

Проект разработки месторождения Асар является концептуальным проектом, в котором оцениваются возможности реализации вариантов разработки месторождения Асар. Данный проект является начальной стадией проектирования, на которой принимаются решения, определяющие последующие направления в проектировании. В дальнейшем на последующей стадии проектирования будут разработаны отдельные рабочие проекты на строительство и ввод в эксплуатацию проектируемых объектов и сооружений, на строительство скважин - индивидуальные/групповые технические проекты с соответствующими материалами экологической оценки к ним.

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

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

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

Приводимая далее оценка воздействия основывается на значениях выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по материалам проектов-аналогов на строительство эксплуатационных скважин проектной глубиной до 2600 метров на месторождении Дунга.

Сжигание газа на факеле в процессе испытания (освоения) скважин не предусматривается.

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

Основные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на проектируемых объектах месторождения Дунга связаны со строительством и обустройством скважин и



эксплуатацией технологического оборудования в процессе сбора, транспортировки и подготовки газа.

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

- максимально-разовые концентрации (ПДК м.р.), согласно списку «Предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест» (приложения 1 к Гигиеническим нормативам «Санитарно-эпидемиологические требования к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года №КР ДСМ-70).

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

Описание основных проектных решений по добыче и подготовке нефти и газа на месторождении Дунга на перспективный период по вариантам разработки месторождения представлено в Разделе 1.4.

1.5.1.1 Характеристика предприятия как источника загрязнения атмосферного воздуха на существующее положение

Филиал «Dunga Operating GmbH» осуществляет разработку нефтегазового месторождения Дунга, добычу, сбор и подготовку нефти до товарного состояния.

Согласно Решению по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду, выданного Министерством экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан РГУ «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 23 августа 2021 г., для месторождения Дунга определена **категория объекта I**.

В настоящее время разработка месторождения Дунга ведется согласно «Проекта разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2018 г.» с Предварительной оценкой воздействия на окружающую среду (Протокол ЦКРР РК №12/10 от 01.08.2019 г., заключение ГЭЭ № KZ17VCY00209492 от 24.01.2019 г. - Приложение 4).

В соответствии с нормами «Санитарно-эпидемиологических требований к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2), нормативный размер СЗЗ для месторождения Дунга составляет 1000 м. Согласно санитарно-эпидемиологическому заключению, выданному РГУ «Тупкараганское районное Управление санитарно-эпидемиологического контроля Департамента санитарно-эпидемиологического контроля Мангистауской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан» № R.04.X.KZ92VBZ00040397 от 10.01.2023 г., **установленный (окончательный) размер СЗЗ для месторождения Дунга составляет 1000 м.**

К основным производственным объектам и сооружениям месторождения Дунга относятся:

001 Центральный пункт сбора нефти



-
- 002 Установка подготовки газа
 - 003 Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков
 - 004 Коммерческий узел учета нефти
 - 005 Автозаправочная станция
 - 006 Морская насосная
 - 007 Участок газопровода от УПГ до врезки в магистральный газопровод «Актау-Форт-Шевченко»
 - 008 Вахтовый поселок
 - 009 Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
 - 010 Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)
 - 011 Строительно-монтажные работы
 - 012 Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-1
 - 013 Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-2
 - 014 Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-3
 - 015 Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-4
 - 016 Капитальный ремонт скважин. База
 - 017 Главный склад
 - 018 Временная База 1
 - 019 Временная База 2

Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ на 2025 год

В 2024 году в рамках получения экологического разрешения на воздействие для объектов 1 категории для объектов месторождения Дунга разработан и согласован «Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов месторождения Дунга на 2025 год».

Согласно Экологическому разрешению на воздействие для объектов 1 категории № KZ61VCZ03759207 от 10.10.2024 г., в 2025 году для Филиала «Dunga Operating GmbH» допускается производить:

- выбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих 1903,46289 т/год;
- накопление отходов в объемах, не превышающих 13565,42766 т/год.

Сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду предприятием не производятся.

В 2024 году согласно согласованному проекту НДВ общее количество стационарных источников выбросов оператора с учетом источников эксплуатации согласно РООС составило 546, из них: 141 организованных и 405 неорганизованных (10 неорганизованных ИЗА приняты по РООС на период эксплуатации).

Выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов месторождения Дунга на 2024 год составил 2074,5948 тонн (в том числе от факельных установок 92.5667 тонн).

По данным Проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферу от объектов месторождения Дунга на 2025 год количество стационарных источников выбросов оператора составит **544**, из них: **147** организованных и **397** неорганизованных (5 неорганизованных ИЗА приняты по РООС на период эксплуатации).



Выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов месторождения Дунга на 2025 год составит **1894,3556 тонн** (в том числе от факела ВД/НД – 102,8150 тонн).

В целом от объектов оператора в атмосферу будут выделяться загрязняющие вещества 45 наименований 1-4 класса опасности, из них: 10 веществ обладают суммирующим действием при совместном присутствии в атмосферном воздухе и образуют 10 групп суммации.

Объем сжигаемого газа на факельных установках при постоянных и периодических сбросах на период нормирования (2025 год) составит 3,047 млн. м³ газа.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на месторождении Дунга являются: комбинированный факел высокого и низкого давления, газотурбинные электростанции и резервуары нефти.

Нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании попутного и (или) природного газа установлены в соответствии с Разрешением на сжигание сырого газа месторождения Дунга, выданным уполномоченным органом № KZ26VPC00023944 от 25.09.2024 г.

Сравнительная характеристика по количеству источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и валовым выбросам за период 2024-2025 гг. представлена ниже:

Наименование	Тип источника	По проекту НДВ на 2024 год	Инвентаризация (выбросы 2023 года, источники 2024 года)	По проекту НДВ на 2024 год
Количество источников:	Всего, в т.ч.: Организованные Неорганизованные	546 171 482	467 173 528	539 147 394
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух, всего (тонн):	Всего:	2074,5948	1023,6193	1894,3556

На 2025 год, в сравнении с НДВ на 2024 год, объем выбросов снижается на 180,2393 тонн, что составляет снижение на 8,7 %.

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

Источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при реализации намечаемой деятельности по строительству новых скважин

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

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

В данном проекте рассмотрены 4 варианта разработки месторождения Дунга.



Проектные данные по бурению скважин и вводу в эксплуатацию новых скважин по вариантам и по годам разработки месторождения Дунга приведены в таблицах 1.30-1.34.



Таблица 1.29 - Проектные данные по бурению скважин по варианту №1 по годам разработки

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки												
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Строительство добывающих нефтяных скважин	ед.	42		6	7	7			2	5	3	5	5	2	
2	Строительство добывающих газовых скважин	ед.	5											2	2	1
	Всего:		47		6	7	7			2	5	3	5	7	4	1

Таблица 1.30 - Проектные данные по бурению скважин по варианту №2 по годам разработки

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки												
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Строительство добывающих нефтяных скважин	ед.	32		6	7	7			2	5	3	2			
2	Строительство добывающих газовых скважин	ед.	5											2	2	1
	Всего:		37		6	7	7			2	5	3	2	2	2	1

Таблица 1.31 - Проектные данные по бурению скважин по варианту №3 по годам разработки

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки												
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Строительство добывающих нефтяных скважин	ед.	63		6	15	15			8	8	7	2	2		
2	Строительство добывающих газовых скважин	ед.	5											2	2	1
	Всего:		68		6	15	15			8	8	7	2	4	2	1



Таблица 1.32 - Проектные данные по бурению скважин по варианту №4 по годам разработки

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки												
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Строительство добывающих нефтяных скважин	ед.	47		6	15	15			6		3	2			
2	Строительство добывающих нефтяных горизонтальных скважин	ед.	13							4	3	3	3			
3	Строительство добывающих газовых скважин	ед.	5											2	2	1
	Всего:		65		6	15	15			10	3	6	5	2	2	1

Таблица 1.33 - Проектные данные по вводу новых скважин в эксплуатацию по всем вариантам разработки (по годам)

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки												
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Вариант №1																
1	Подключение проектных скважин из бурения	ед.	47		6	7	7			2	5	3	5	7	4	1
Вариант №2																
2	Подключение проектных скважин из бурения	ед.	37		6	7	7			2	5	3	2	2	2	1
Вариант №3																
3	Подключение проектных скважин из бурения	ед.	68		6	15	15			8	8	7	2	4	2	1
Вариант №4																
4	Подключение проектных скважин из бурения	ед.	65		6	15	15			10	3	6	5	2	2	1



Новые скважины будут буриться максимальной проектной глубиной 2600 м. Для бурения скважин рекомендуются буровые установки грузоподъемностью не менее 170 т (типа «ZJ -70» или аналог), испытание - станком грузоподъемностью не менее 60 т (типа УПА-60) или аналогичными по основным параметрам и оснащенности средствами механизации, автоматизации, контроля, диспетчеризации и безопасности производства работ. Выбор буровой установки осуществляется в соответствии с условиями бурения. Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессами бурения. Система приготовления и циркуляции бурового раствора должна исключать загрязнение почвы буровым раствором и химическими реагентами, используемыми для обработки бурового раствора, а также обеспечить высокую очистку бурового раствора от выбуренной породы.

Ориентировочная продолжительность строительства одной скважины – 60,0 суток.

Сжигание сырого газа на факеле в процессе испытания скважин не предусматривается.

Необходимо учитывать, что в данном проекте приведены ориентировочные предварительные расчетные данные по выбросам загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Объективно о качественной и количественной оценке выбросов при строительстве и эксплуатации скважин и других проектируемых объектов можно будет судить на дальнейшей стадии рабочего проектирования в сопровождающемся к нему разделе «Охрана окружающей среды», проанализировав проектные технические решения.

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

Выбросы загрязняющих веществ, выделяемых при строительстве планируемых объектов как газосборный пункт природного газа, прокладка выкидных трубопроводов от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора, прокладка нефтесборных коллекторов, газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода, прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта, перевод скважин под нагнетание воды и нестабильного газового конденсата (НГК), прокладка водоводов скважин, переведенных под нагнетание, прокладка трубопроводов скважин, переведенных под нагнетание нестабильного газового конденсата, прокладка нагнетательного сточного трубопровода для НГК, установке и монтаже контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), в данном проекте Отчета о ВВ не представлены ввиду отсутствия исходных проектных данных и сметной документации на строительство.

На данный момент источники выбросов и загрязняющие вещества от производственной деятельности на месторождении Дунга в полной мере на существующее положение и на перспективу отражены в Проекте нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферу от объектов месторождения Дунга.

Строительство скважины состоит из следующих видов работ: строительно-монтажные работы, подготовительные работы к бурению, бурение и крепление, испытание (в эксплуатационной колонне).



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

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

Поступление загрязняющих веществ также будет осуществляться при проведении сварочных работ, при резке металлов.

Основная часть выбросов в атмосферу при бурении скважины приходится на выбросы от дизельных двигателей буровой установки, подъемного агрегата и дизель-генератора освещения.

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

Основные источники выбросов при строительстве скважины

В данном разделе представлены источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве скважины проектной глубины до 2600 м, взятых из материалов проектов-аналогов. Продолжительность строительства одной скважины – 60,0 суток. Бурение скважин производится с помощью буровых установок грузоподъемностью не менее 170 тонн, испытание - станками грузоподъемностью не менее 60 тонн. Сжигание газа на факеле в процессе испытания скважины проектом не предусматривается.

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

Источникам выбросов присвоена условная нумерация, которая является предварительной и будет корректироваться, и меняться в дальнейшем при разработке проекта НДВ для объектов месторождения Дунга.

Неорганизованными источниками загрязнения атмосферного воздуха в процессе СМР являются:

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

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

Организованными источниками выбросов загрязняющих веществ при подготовительных работах, при бурении и креплении и испытании скважины являются:

- дизельный двигатель при подготовительных работах, бурении и креплении, источник №0001-0003;
- дизель-генератор резервный, источник №0004;
- дизельный двигатель при испытании, источник №0005;
- котельная установка, источник №0006.

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



- площадка скважины, источник № 6001;
- насосы, источник № 6002;
- блок приготовления растворов, источник № 6003;
- емкость для сбора отходов бурения, 25 м³, источник № 6004;
- емкости для сбора нефти (V=10 м³ – 2 ед.), источник № 6005;
- сепаратор, источник № 6006;
- емкость для хранения дизельного топлива, V=30 м³, источник № 6007;
- емкость для хранения моторного масла, V= 4 м³, источник № 6008;
- емкость для хранения отработанного масла, V= 4 м³, источник № 6009;
- установка подачи топлива, источник № 6010;
- сварочный пост, источник № 6011;
- газорезка, источник № 6012;

Передвижные источники:

- ДВС автотранспорта и спецтехники, источник № 6013.

Количество источников выбросов, образующихся при строительстве одной скважины, составляет 22 ед., из них: 6 источников - организованные, остальные 16 – неорганизованные источники выбросов.

Выбросы от стационарных источников при строительстве 1-й скважины составят **26,630147 г/с или 13,4080 т/год.**

Общее количество выбросов *при строительстве 68 скважин* по рекомендуемому варианту №3 составит всего **911,744 тонн.**

Основные источники выбросов при эксплуатации скважины

Загрязнение атмосферного воздуха в период эксплуатации скважины ожидается в результате выбросов углеводородов от неплотностей запорно-регулирующей арматуры (ЗРА) и фланцевых соединений (ФС).

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

Ниже приведена нумерация источников выбросов *по рекомендуемому варианту №3:*

Неорганизованные источники:

- площадка газовой скважины (ЗРА и ФС), источники выбросов № 7001-7005;
- площадка нефтяной скважины (ЗРА и ФС), источники выбросов № 7006-7068.

Общее количество источников выбросов при эксплуатации скважин (за период 2026-2037 гг.), составит всего 68 ед., все источники выбросов неорганизованные.

Количество выбросов при эксплуатации 1-й скважины составит:

- от площадки газовой скважины – *0,5966 т/год,*
- от площадки нефтяной скважины – *0,2514 т/год,*

Общее количество выбросов *при эксплуатации 68 скважин* по рекомендуемому варианту №3 составит всего **18,8212 тонн.**

Параметры источников выбросов при строительстве 1-ой скважины представлены в таблице 1.35. Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу при эксплуатации скважин представлены в таблице 1.36.



Таблица 1.34 - Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве 1-ой скважины

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и эффективность	Вещество, по которому нормируются выбросы	Коэффициент обеспечения газовой смеси, %	Среднеэксплуатационная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ	
		точ.ист. /1-го конца линейного источника /центра площадного источника	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника									г/с	мг/нм3	т/год												
		Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с (Т = 293.15 К, Р= 101.3 кПа)	Объемный расход, м3/с (Т = 293.15 К, Р= 101.3 кПа)	Температура смеси, оС				X1							Y1	X2	Y2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
Строительно-монтажные работы																										
001		Бульдозер	1	35,7	неорган. выброс	6101	2				30	15024	9638	2	2					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,8736		0,1123		
001		Экскаватор	1	26	неорган. выброс	6102	2				30	15022	9636	2	2					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,84		0,0798		
001		Автосамосвал	1	22	неорган. выброс	6103	2				30	15020	9640	1	1					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,019		0,0015		
Бурение и испытание скважины																										
002		Дизельный двигатель буровой установки	1	820,8	труба	0001	4	0,2	76,78	2,410849	500	15026	9640								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2,24	5390,924	1,4349	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,364	876,025	0,2332	
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,1167	280,858	0,0769	
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,4667	1123,189	0,3075	
																					0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	1,7667	4251,85	1,1274	
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000004	0,01	0,000002	
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0333	80,142	0,0205	
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);	0,8	1925,33	0,5125	
002		Дизельный двигатель буровой установки	1	820,8	труба	0002	4	0,2	76,78	2,410849	500	15022	9648								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2,24	5390,924	1,4349	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,364	876,025	0,2332	
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,1167	280,858	0,0769	
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,4667	1123,189	0,3075	
																					0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	1,7667	4251,85	1,1274	
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000004	0,01	0,000002	
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0333	80,142	0,0205	
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,8	1925,33	0,5125	
002		Дизельный двигатель буровой установки	1	820,8	труба	0003	4	0,2	76,78	2,410849	500	15023	9642								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2,24	5390,924	1,4349	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,364	876,025	0,2332	
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,1167	280,858	0,0769	
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,4667	1123,189	0,3075	
																					0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	1,7667	4251,85	1,1274	
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000004	0,01	0,000002	
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0333	80,142	0,0205	
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,8	1925,33	0,5125	
002		Дизель-генератор резервный	1	60	труба	0004	4	0,2	174,30	5,472877	500	15026	9644								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2,24	2375,177	0,2384	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,364	385,966	0,0387	
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,1167	123,743	0,0128	
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,4667	494,864	0,0511	
																					0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	1,7667	1873,315	0,1873	
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000004	0,004	0,0000004	
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0333	35,31	0,0034	
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,8	848,278	0,0851	
002		Дизельный двигатель при испытании, N-176 кВт	1	276	труба	0005	4	0,2	20,92	0,657374	500	15026	9648								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,3755	1617,764	0,3295	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,061	262,806	0,0535	



																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0244	105,122	0,0206	
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0587	252,897	0,0515	
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,3031	1305,844	0,2677	
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001	0,004	0,000001	
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0059	25,419	0,0051	
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,1418	610,916	0,1236	
002		Котельная установка	1	355,31	дымовая труба	0006	2,5	0,2	5,55	0,1743588	200	15035	9648						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0119	118,25	0,0151	
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0019	18,88	0,0025	
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0015	14,906	0,0019	
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0353	350,776	0,0449	
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0833	827,753	0,1061	
002		Площадка скважины	30	276	ЗРА и ФС	6001	2					15050	9632	2	2				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,0013		0,0013	
002		Насосы	5	1025	неплотности насоса	6002	2					15055	9630	2	2				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,0417		0,154	
002		Блок приготовления растворов (узел пересыпки пылящих материалов)	1	327,7	неорган. выброс	6003	2					15053	9653	2	2				0126	Калий хлорид (301)	0,0085		0,0001	
																			0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая)	0,0267		0,004	
																			0152	Натрий хлорид	0,0043		0,00001	
																			1580	Лимонная кислота	0,0853		0,0357	
																			2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,1707		0,0149	
																			3119	Кальций карбонат	0,0043		0,0001	
																			3123	Кальция хлорид	0,0043		0,00003	
																			3153	Натрий гидрокарбонат	0,0199		0,0535	
002		Ёмкость для отходов бурения	1	748,8	неорган. выброс	6004	2					15055	9655	2	2				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,0794		0,0789	
002		Ёмкость для сбора нефти	2	276	неорган. выброс	6005	2					15075	9653	2	2				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,0816		0,0811	
002		Сепаратор	1	276	неорган. выброс	6006	2					15060	9638	2	2				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,00003		0,00002	
002		Ёмкость хранения дизтоплива	1	1096,8	неорган. выброс	6007	2					15020	9652	2	2				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,01		0,0055	
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,0002		0,00004	
002		Ёмкость масла	1	1096,8	неорган. выброс	6008	2					15031	9653	2	2				2735	Масло минеральное нефтяное	0,0002		0,00003	
002		Ёмкость отработанного масла	1	1096,8	неорган. выброс	6009	2					15034	9653	2	2				2735	Масло минеральное нефтяное	0,0001		0,00001	
002		Установка подачи топлива	1	13,1	неплотности	6010	2					15020	9626	2	2				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0221		0,0042	
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,0046		0,0008	
002		Сварочный пост	1	72	неорган. выброс	6011	2					15061	9621	2	2				0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)	0,0004		0,0001	
																			0143	Марганец и его соединения	0,0009		0,0002	
																			0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0044		0,0008	
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0003		0,0001	
																			0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,0003		0,0001	
																			0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,0003		0,0001	
																			2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,0359		0,0006	
002		Газорезка	1	5	неорган. выброс	6012	2					15021	9626	2	2				0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)	0,0005		0,00001	
																			0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,0178		0,0003	
																			0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0176		0,0003	
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0013		0,0013	
Передвижные источники																								



1.5.1.2.1 Характеристика возможных залповых выбросов

Залповые выбросы – это кратковременные выбросы, во много раз превышающие по мощности средние выбросы производства. Залповые выбросы на предприятии осуществляются при сбросе газа на факельное устройство, сжигании газа в периоды стравливания газа, при продувках газового оборудования и газопроводов при плановых остановках и пусках технологического оборудования, при срабатывании ППК. К залповым выбросам на предприятии относятся выбросы через свечи при проведении операций по продувке и стравливании газа с оборудования при проведении ремонтных работ.

Залповые выбросы в период строительства и эксплуатации скважин не ожидаются.

1.5.1.2.2 Обоснование предельных эмиссий в атмосферный воздух

Для определения количественных и качественных характеристик предельных эмиссий загрязняющих веществ были проведены предварительные укрупненные расчеты, с учетом проектных данных по количеству планируемых к бурению новых скважин по всем вариантам разработки месторождения Дунга.

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

- «Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ от различных производств», Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996;
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение к Приказу Министра ООС РК от 18.04.2008г. №100-п;
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение № 8 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.
- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов. Приложение №11 к Приказу Министра ООС РК от 18.04.2008г. №100-п;
- РНД 211.2.02.04-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», Астана, 2004;
- Методика по нормированию выбросов вредных веществ с уходящими газами котлоагрегатов малой и средней мощности. Приложение 43 к приказу Министра охраны окружающей среды № 298 от 29 ноября 2010 г.
- Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа. Приложение 1 к приказу Министра ОСиВР РК от 12.06.2014г. №221-ө;
- Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 29 июля 2011 года № 196-п;
- РНД 211.2.02.03-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», Астана, 2004 г.;
- РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана, 2004.



Расчеты выбросов ЗВ в атмосферу при строительстве и эксплуатации одной скважины приведены в Приложении 1.

По результатам проведенных расчетов выявлено следующее:

В период строительства 1-й скважины предельные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу ожидаются в количестве **13,4080 т (26,630147 г/с)**, в том числе: Железо (II, III) оксиды (к.о. 3) – 0,0014 т; Марганец и его соединения (к.о. 2) – 0,00011 т, Натрий гидроксид (к.о. -) – 0,0001 т, Натрий хлорид (к.о. 3) – 0,004 т, Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (к.о. 2) – 4,8882, Азот (II) оксид (Азота оксид) (к.о. 3) – 0,7943 т, Углерод (Сажа) (к.о. 3) – 0,266 т; Сера диоксид (Сера (IV) оксид) (к.о. 3) – 1,07 т; Сероводород (к.о. 2) – 0,00003 т, Углерод оксид (к.о. 4) – 3,9444 т, Фтористые газообразные соединения (к.о. 2) – 0,0001 т, Фториды неорганические плохо растворимые (к.о. 2) – 0,0001 т; Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (к.о. 1) – 0,0000074 т; Формальдегид (Метаналь) (к.о. 2) – 0,07 т; Лимонная кислота (к.о. 3) – 0,00001 т; Масло минеральное (к.о. -) – 0,00007 т; Алканы C12-19 (к.о. 4) – 2,1247 т; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (к.о. 3) – 0,2294 т; Кальций карбонат (к.о. 3) – 0,0149т; Кальция хлорид (к.о. -) – 0,0001 т; Натрий гидрокарбонат (к.о. -) – 0,00003 т.

Вариант 1. Предельные (максимальные) объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (за период 2026-2037 гг.) составят: при строительстве всего **47 скважин – 630,176 тонн.**

Вариант 2. Предельные (максимальные) объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (за период 2026-2037 гг.) составят: при строительстве всего **37 скважин – 496,096 тонн.**

Вариант 3 (рекомендуемый). Предельные (максимальные) объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (за период 2026-2037 гг.) составят: при строительстве всего **68 скважин – 911,744 тонн.**

Вариант 4. Предельные (максимальные) объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (за период 2026-2037 гг.) составят: при строительстве всего **65 скважин – 871,52 тонн.**

По рекомендуемому 3-му варианту максимальный объем выбросов загрязняющих веществ ожидается в 2027, 2028 годах при бурении 15 скважин в год – 201,12 т/год.

Количество выбрасываемых загрязняющих веществ **на период эксплуатации 1-й нефтяной и газовой скважины** (неплотности ЗРА и ФС) соответственно составят **0,2514 т и 0,5966 т.**

Вариант 1. Предельные объемы выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации 47-и нефтяных и газовых скважин составят всего **13,5418 т.**

Вариант 2. Предельные объемы выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации 37-и нефтяных и газовых скважин составят всего **11,0278 т.**

Вариант 3 (рекомендуемый). Предельные объемы выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации 68-и нефтяных и газовых скважин составят всего **18,8212 т.**

Вариант 4. Предельные объемы выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации 65-и нефтяных и газовых скважин составят всего **18,0670 т.**



Предельные количественные и качественные показатели выбросов загрязняющих веществ при строительстве новых скважин по всем вариантам разработки месторождения представлены в таблице 1.37.

Предельные количественные и качественные показатели выбросов на период разработки месторождения при эксплуатации скважин по всем вариантам и по годам представлены в таблице 1.38.



Таблица 1.36 – Предельные количественные и качественные показатели выбросов на период разработки месторождения при строительстве новых скважин по всем вариантам разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выбросы ЗВ		Выбросы ЗВ по вариантам, тонн			
							г/с	т/год	вариант 1	вариант 2	вариант 3	вариант 4
							1 скважина		47 скважин	37 скважин	68 скважин	65 скважин
0123	Железа оксид			0,04		3	0,0405	0,0014	0,0658	0,0518	0,0952	0,0910
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,0009	0,00011	0,00517	0,00407	0,00748	0,0072
0150	Натрий гидроксид				0,01		0,0085	0,0001	0,0047	0,0037	0,0068	0,0065
0152	Натрий хлорид		0,5	0,15		3	0,0267	0,004	0,188	0,148	0,272	0,2600
0301	Азота диоксид		0,2	0,04		2	9,3661	4,8882	229,7454	180,8634	332,3976	317,7330
0304	Азот оксид		0,4	0,06		3	1,5189	0,7943	37,3321	29,3891	54,0124	51,6295
0328	Углерод		0,15	0,05		3	0,4927	0,266	12,502	9,842	18,088	17,2900
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	1,9608	1,07	50,29	39,59	72,76	69,5500
0333	Сероводород		0,008			2	0,00013	0,00003	0,00141	0,00111	0,00204	0,00195
0337	Углерод оксид		5	3		4	7,4752	3,9444	185,3868	145,9428	268,2192	256,3860
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,0003	0,0001	0,0047	0,0037	0,0068	0,0065
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,0003	0,0001	0,0047	0,0037	0,0068	0,0065
0703	Бенз/а/пирен			0,000001		1	0,000017	0,0000074	0,0003478	0,0002738	0,0005032	0,000481
1325	Формальдегид		0,05	0,01		2	0,1391	0,07	3,29	2,59	4,76	4,5500
1580	2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота		0,1			3	0,0043	0,00001	0,00047	0,00037	0,00068	0,00065
2735	Масло минеральное нефтяное				0,05		0,0004	0,00007	0,00329	0,00259	0,00476	0,00455
2754	Алканы C12-19		1			4	3,5978	2,1247	99,8609	78,6139	144,4796	138,1055
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	1,8182	0,2294	10,7818	8,4878	15,5992	14,9110
3119	Кальций карбонат		0,5	0,15		3	0,1707	0,0149	0,7003	0,5513	1,0132	0,9685
3123	Кальций дихлорид				0,05		0,0043	0,0001	0,0047	0,0037	0,0068	0,0065
3153	Натрий гидрокарбонат				0,1		0,0043	0,00003	0,00141	0,00111	0,00204	0,00195
	В С Е Г О :						26,630147	13,4080	630,176	496,096	911,744	871,5200



Таблица 1.37 – Предельные количественные и качественные показатели выбросов при эксплуатации нефтяных и газовых скважин на период разработки месторождения по вариантам и по годам

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м³	ПДКм.р, мг/м³	ПДКс.с., мг/м³	ОБУВ, мг/м³	Класс опасности	Выброс загрязняющих веществ		Выбросы загрязняющих веществ																											
							г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год		
							на 1 скв.		2025 год		2026 год		2027 год		2028 год		2029 год		2030 год		2031 год		2032 год		2033 год		2034 год		2035 год		2036 год		2037 год			
Вариант №1																																				
0415	Углеводороды предельные С1- С5				50		0,0247	0,7788			0,0247	2,1864	0,0247	2,1864	0,0247	0,5466								0,0247	0,5466	0,0247	0,911	0,0247	2,1042	0,0247	1,5576	0,0247	0,5966			
0416	Углеводороды предельные С6- С10				30		0,0022	0,0692			0,0022	0,8304	0,0022	0,8304	0,0022	0,2076								0,0022	0,2076	0,0022	0,346	0,0022	0,346	0,0022	0,1384	-	-			
	В С Е Г О:						0,0269	0,848	-	-	0,0269	3,0168	0,0269	3,0168	0,0269	0,7542	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0269	0,7542	0,0269	1,257	0,0269	2,4502	0,0269	1,6960	0,0247	0,5966		
Вариант №2																																				
0415	Углеводороды предельные С1- С5				50		0,0247	0,7788			0,0247	2,1864	0,0247	2,1864	0,0247	0,5466								0,0247	0,5466	0,0247	0,3644	0,0247	1,1932	0,0247	1,1932	0,0247	0,5966			
0416	Углеводороды предельные С6- С10				30		0,0022	0,0692			0,0022	0,8304	0,0022	0,8304	0,0022	0,2076								0,0022	0,2076	0,0022	0,1384	-	-	-	-	-	-			
	В С Е Г О:						0,0269	0,848	-	-	0,0269	3,0168	0,0269	3,0168	0,0269	0,7542	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0269	0,7542	0,0269	0,5028	0,0247	1,1932	0,0247	1,1932	0,0247	0,5966		
Вариант №3																																				
0415	Углеводороды предельные С1- С5				50		0,0247	0,7788			0,0247	1,0932	0,0247	2,7330	0,0247	2,7330	0,0247	2,1864	0,0247	1,8220				0,0247	0,5466	0,0247	0,3644	0,0247	1,1932	0,0247	1,1932	0,0247	0,5966			
0416	Углеводороды предельные С6- С10				30		0,0022	0,0692			0,0022	0,4152	0,0022	1,0380	0,0022	1,0380	0,0022	0,8304	0,0022	0,6920				0,0022	0,2076	0,0022	0,1384	-	-	-	-	-	-			
	В С Е Г О:						0,0269	0,848	-	-	0,0269	1,5084	0,0269	3,7710	0,0269	3,7710	0,0269	3,0168	0,0269	2,5140	-	-	-	-	0,0269	0,7542	0,0269	0,5028	0,0247	1,1932	0,0247	1,1932	0,0247	0,5966		
Вариант №4																																				
0415	Углеводороды предельные С1- С5				50		0,0247	0,7788			0,0247	1,0932	0,0247	2,7330	0,0247	2,7330	0,0247	1,6398	0,0247	1,0932	0,0247	0,3644	0,0247	0,3644	0,0247	0,5466	0,0247	0,3644	0,0247	1,1932	0,0247	1,1932	0,0247	0,5966		
0416	Углеводороды предельные С6- С10				30		0,0022	0,0692			0,0022	0,4152	0,0022	1,0380	0,0022	1,0380	0,0022	0,6228	0,0022	0,4152	0,0022	0,1384	0,0022	0,1384	0,0022	0,2076	0,0022	0,1384	-	-	-	-	-			
	В С Е Г О:						0,0269	0,848	-	-	0,0269	1,5084	0,0269	3,7710	0,0269	3,7710	0,0269	2,2626	0,0269	1,5084	0,0269	0,5028	0,0269	0,5028	0,0269	0,7542	0,0269	0,5028	0,0247	1,1932	0,0247	1,1932	0,0247	0,5966		



1.5.1.3 Анализ предельных эмиссий в атмосферный воздух по вариантам разработки месторождения

На основании анализа планируемых работ по всем вариантам были выявлены основные источники выбросов загрязняющих веществ при строительстве новых скважин и на этапе эксплуатации проектных скважин.

Общие объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве новых скважин и на этапе эксплуатации проектных скважин по всем 4-м вариантам представлены в таблице 1.39.

Таблица 1.38 - Общие объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по всем вариантам

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Вариант №1	Вариант №2	Вариант №3 (рекомендуемый)	Вариант №4
1	2	3	4	5	6	7
1	Строительство нефтяных и газовых скважин	ед.	47	37	68	65
1.1	Валовый выброс ЗВ	т	630,176	496,096	911,744	871,52
2	Нефтяные и газовые скважины (эксплуатация)	ед.	47	37	68	65
2.1	Валовый выброс ЗВ	т	13,5418	11,0278	18,8212	18,0670

В результате проведенного анализа предельных эмиссий в атмосферный воздух по вариантам разработки месторождения (таблицы 1.37-1.38) выявлено следующее:

Вариант №1

По варианту №1 предполагается увеличение выбросов по сравнению с текущей ситуацией (см.п.п. 1.5.1.1 данного Отчета) при строительстве новых 47 скважин, в том числе 42 добывающих нефтяных и 5 добывающих газовых скважин, в период с 2026 по 2037 годы, а также при вводе в эксплуатацию проектных скважин. При этом максимальное количество – 7 скважин будет пробурено в 2027, 2028 годах.

Показатели предельных объемов эмиссий по варианту №1 с планом бурения всего 47 скважин за период 2026-2037 гг. составит **630,176 тонн/период**. Максимальный объем выбросов загрязняющих веществ ожидается в 2027, 2028 годах при бурении 7 скважин в год – 98,856 т/год. Предельные объемы выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации 47-и нефтяных и газовых скважин составят всего **13,5418 т**.

Вариант №2

По варианту №2 предполагается увеличение выбросов по сравнению с текущей ситуацией (см.п.п. 1.5.1.1 данного Отчета) при строительстве новых 37 скважин, в том числе 32 добывающих нефтяных и 5 добывающих газовых скважин, в период с 2026 по 2037 годы, а также при вводе в эксплуатацию проектных скважин. При этом максимальное количество – 7 скважин будет пробурено в 2027, 2028 годах.

Показатели предельных объемов эмиссий по варианту №2 с планом бурения всего 37 скважин за период 2026-2037 гг. составит **496,096 тонн/период**. Максимальный объем выбросов загрязняющих веществ ожидается в 2027, 2028 годах при бурении 7 скважин в год – 98,856 т/год. Предельные объемы выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации 37-и нефтяных и газовых скважин составят всего **11,0278 т**.

Вариант №3 (рекомендуемый)



По варианту №3 предполагается увеличение выбросов по сравнению с текущей ситуацией (см.п.п. 1.5.1.1 данного Отчета) при строительстве новых 68 скважин, в том числе 63 добывающих нефтяных и 5 добывающих газовых скважин, в период с 2026 по 2037 годы, а также при вводе в эксплуатацию проектных скважин.

Показатели предельных объемов эмиссий по варианту №3 с планом бурения всего 68 скважин за период 2026-2037 гг. составит **911,744 тонн/период**. По рекомендуемому 3-му варианту максимальный объем выбросов загрязняющих веществ ожидается в 2027, 2028 годах при бурении 15 скважин в год – 201,12 т/год. Предельные объемы выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации 68-и нефтяных и газовых скважин составят всего **18,8212 т**.

Вариант №4

По варианту №4 предполагается увеличение выбросов по сравнению с текущей ситуацией (см.п.п. 1.5.1.1 данного Отчета) при строительстве новых 65 скважин, в том числе 47 добывающих нефтяных, 13 добывающих нефтяных горизонтальных скважин и 5 добывающих газовых скважин, в период с 2026 по 2037 годы, а также при вводе в эксплуатацию проектных скважин.

Показатели предельных объемов эмиссий по варианту №4 с планом бурения всего 65 скважин за период 2026-2037 гг. составит **871,52 тонн/период**. Максимальный объем выбросов загрязняющих веществ ожидается в 2027, 2028 годах при бурении 15 скважин в год – 201,12 т/год. Предельные объемы выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации 65-и нефтяных и газовых скважин составят всего **18,0670 т**.

Выводы:

В результате проведенного анализа выявлено, что ожидаемые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве и вводе в эксплуатацию новых проектных скважин при реализации варианта №3 (рекомендуемый) будут больше, чем при реализации вариантов №1, 2 или №4, т.к. планируется бурение и ввод в эксплуатацию большего количества скважин.

Вариант №3 в сравнении с другими рассмотренными вариантами разработки месторождения является наиболее целесообразным с точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей и обеспечивает наибольшую экономическую выгоду (выше операционный доход, чистая прибыль, поток денежной наличности, величина чистой приведенной стоимости, показатель внутренней нормы доходности).

Вариант №2 является самым экологичным с наименьшим выбросом загрязняющих веществ в атмосферу, т.к. планируется бурение 37 скважин на весь период разработки месторождения. Однако, ожидаемый экономический эффект при реализации данного варианта самый низкий по сравнению с другими вариантами.

Выбросы в атмосферный воздух при проведении работ по строительству скважин являются непостоянными, кратковременными, незначительными по объему эмиссий, следовательно, *не окажут существенного воздействия на экологическую обстановку в районе месторождения.*

На основании проведенного анализа можно сделать вывод о том, что основное воздействие на атмосферу при проведении планируемых работ будет происходить в пределах утвержденной санитарно-защитной зоны (1000 м).



Таким образом, проведение намечаемых работ не будет иметь необратимого воздействия на состояние атмосферного воздуха.

Проектом рекомендуется к реализации Вариант №3, так как является наиболее рациональным, при котором соблюдается баланс между совокупностью экономических и экологических показателей.

1.5.1.4 Расчет ожидаемого уровня загрязнения атмосферного воздуха, создаваемого источниками выбросов

В соответствии с нормами проектирования в Казахстане, для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе должен проводиться в соответствии с требованиями «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий. Астана, 2014 г.».

Моделирование рассеивания загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы проводится на персональном компьютере по программному комплексу «ЭРА» версия 3.0, в котором реализованы основные зависимости и положения "Расчета полей концентраций вредных веществ в атмосфере без учета влияния застройки" (Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий. Астана, 2014 г.).

Для проведения расчета рассеивания загрязняющих веществ принят расчетный прямоугольник размером 2800*2800 м, с шагом сетки 100 м. Размеры расчетного прямоугольника и шаг расчетной сетки выбраны с учетом взаимного расположения технологического оборудования. Так как район месторождения характеризуется относительно ровной местностью с перепадами высот, не превышающими 50 м на 1 км, то поправка на рельеф к значениям концентраций загрязняющих веществ не вводилась.

Действующие метеопосты Казгидромет в районе месторождения Дунга отсутствуют. Справка РГП Казгидромет приведена в Приложении 5 данного Отчета.

Для учета выбросов действующих источников месторождения в качестве фоновых приняты усредненные данные результатов мониторинга атмосферного воздуха на границе СЗЗ предприятия согласно отчетам производственного экологического контроля за 2024 год.

Расчет произведен по рекомендуемому варианту разработки, с учетом выбросов на 2027 год, с учетом всех проектируемых источников выбросов (при строительстве и эксплуатации скважин).

Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы приведены в таблице 1.40.

Таблица 1.39- Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	См	РП	СЗЗ	ФТ	Граница области возд.	ПДКмр (ОБУВ) мг/м3	Класс опасн.
6007	0301 + 0330	83,2854	8,31887	0,584439	0,412242	1,002057		
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	75,9276	7,648322	0,536361	0,377699	0,965565	0,2	2
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на	49,8072	1,000425	0,207788	0,194132	0,250224	1	4



	С); Растворитель РПК-265П) (10)							
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	3246,989	6,988642	0,095384	0,043991	0,210759	0,3	3
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	3,2315	0,304977	0,066676	0,06154	0,080763	5	4
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	151,7952	1,047402	0,050087	0,027816	0,077367	0,01	-
6044	0330 + 0333	10,2599	0,689298	0,048553	0,034861	0,086155		
6041	0330 + 0342	10,0366	0,687855	0,048516	0,034836	0,086069		
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	7,3579	0,670549	0,048079	0,034544	0,085036	0,5	3
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	4,809	0,616403	0,04717	0,034353	0,081598	0,4	3
6037	0333 + 1325	6,3068	0,465899	0,031543	0,021996	0,057714		
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	3,4048	0,447173	0,031069	0,021679	0,056299	0,05	2
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	13,3271	0,754038	0,019595	0,013834	0,048678	0,15	3
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	6,4075	0,391512	0,010211	0,0072	0,025413	0.00001*	1
3119	Кальций карбонат (Мел) (306)	182,9043	0,393673	0,005373	0,002478	0,011872	0,5	3
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	54,2445	0,116753	0,001593	0,000735	0,003521	0.4*	3
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	48,2173	0,10378	0,001416	0,000653	0,00313	0,01	2
3123	Кальций дихлорид (Кальция хлорид) (638*)	46,0743	0,099168	0,001353	0,000624	0,002991	0,05	-
1580	2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота (Лимонная кислота) (158)	19,9655	0,049584	0,00103	0,000818	0,002775	0,1	3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2,902	0,020024	0,000958	0,000532	0,001479	0,008	2
6359	0342 + 0344	3,4824	0,020213	0,000907	0,0005	0,001414		
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2,6787	0,018484	0,000884	0,000491	0,001365	0,02	2
0152	Натрий хлорид (Поваренная соль) (415)	28,6089	0,061576	0,00084	0,000388	0,001857	0,5	3
3153	Натрий гидрокарбонат (Натрий карбонат однозамещенный) (875*)	23,0372	0,049584	0,000677	0,000312	0,001495	0,1	-
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	1,4287	0,009858	0,000471	0,000262	0,000728	0,05	-
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,8036	0,00173	0,000024	0,000011	0,000052	0,2	2

Примечания:

1. Таблица отсортирована по уменьшению значений концентраций на границе санитарно-защитной зоны.

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. Значения максимальной из разовых концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "СЗЗ" (по санитарно-защитной зоне), "ФТ" (в заданных группах фиксированных точек), на границе области воздействия приведены в долях ПДК_{мр}.



1.5.1.5 Анализ результатов расчета химического загрязнения атмосферы

Анализ проведенных расчетов загрязнения атмосферы показал, что приземные концентрации по всем веществам не превысят 1ПДК на границе санитарно-защитной зоны и 0,8 ПДК на границе ближайшей жилой зоны ни по одному из веществ, т.е. выбросы вредных веществ не создадут концентраций, превышающих предельно допустимый уровень.

Расчетом определена область воздействия, границы которой не выходят за границы санитарно-защитной зоны.

Таким образом, для всех ингредиентов выполняется следующее условие:

$$C_p + C_{\text{ф}} < \text{ПДК}.$$

Максимальная приземная концентрация на границе СЗЗ наблюдается по:

- группе суммации диоксида азота и диоксида серы - 0,58ПДК;
- диоксиду азота – 0,53ПДК.

Наибольший вклад в загрязнение атмосферного воздуха вносят дизельные двигатели буровой установки.

По всем остальным ингредиентам концентрации значительно меньше предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами.

Расчет рассеивания максимальных приземных концентраций ЗВ и карты-схемы изолиний расчетных концентраций приведены в Приложении 7.

Результаты расчета риска для здоровья населения при реализации намечаемой деятельности представлены в Приложении 6.

1.5.1.6 Уточнение размера санитарно-защитной зоны

В соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2) размеры санитарно-защитных зон (СЗЗ) предприятий принимаются на основании расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере по утвержденным методикам и в соответствии с классификацией производственных объектов и сооружений.

Критерием для определения размера СЗЗ является соответствие на ее внешней границе и за ее пределами концентрации загрязняющих веществ для атмосферного воздуха населенных мест ПДК и/или ПДУ физического воздействия на атмосферный воздух. Согласно вышеуказанным санитарным правилам «для групп объектов одного субъекта, объединенных в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел), устанавливается единый расчетный и окончательно установленный размер СЗЗ с учетом суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и физического воздействия объектов, входящих в территориальный промышленный комплекс».

Согласно санитарной классификации производственных и других объектов (раздел 3 п.11 СП «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2), месторождение Дунга относится к **I классу опасности**.

Добыча нефти и газа на месторождении Дунга согласно Приложению 2, раздел 1 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК относится к **I категории**.



Согласно Решению по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду, выданного Министерством экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан РГУ «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 23 августа 2021 г., для месторождения Дунга определена **категория объекта I**.

Согласно санитарно-эпидемиологическому заключению на «Проект определения расчетной (окончательной) санитарно-защитной зоны» для месторождения Дунга, выданному РГУ «Тупкараганское районное Управление санитарно-эпидемиологического контроля Департамента санитарно-эпидемиологического контроля Мангистауской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан» № R.04.X.KZ92VBZ00040397 от 10.01.2023 г., **установленный (окончательный) размер СЗЗ для месторождения Дунга составляет 1000 м.**

Для основных производственных объектов, расположенных на месторождении Дунга утвержденный размер санитарно-защитной зоны (СЗЗ) составляет 1000 м. По результатам проведенных расчетов корректировка размера установленной санитарно-защитной зоны не производится.

На месторождении Дунга отсутствуют населенные пункты. На территории СЗЗ предприятия отсутствуют зоны заповедников, санаториев, курортов, к которым предъявляются повышенные требования к качеству атмосферного воздуха.

1.5.1.6.1 Требования к озеленению санитарно-защитной зоны

Согласно п. 50 Параграфа 2 СП «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Утверждены приказом и. о. Министра здравоохранения РК от 11.01.2022 года №ҚР ДСМ-2), СЗЗ для объектов I классов опасности максимальное озеленение предусматривает – не менее 40% площади, с обязательной организацией полосы древесно-кустарниковых насаждений со стороны жилой застройки.

При невозможности выполнения указанного удельного веса озеленения площади СЗЗ (при плотной застройке объектами, а также при расположении объекта на удалении от населенных пунктов, в пустынной и полупустынной местности), допускается озеленение свободных от застройки территорий и территории ближайших населенных пунктов, по согласованию с местными исполнительными органами, с обязательным обоснованием в проекте СЗЗ. При выборе газостойчивого посадочного материала и проведении мероприятий по озеленению учитываются природно-климатические условия района расположения предприятия.

Озеленение территории месторождения либо ближайших населенных пунктов предусматривается в рамках плана работ по «Проекту определения расчетной (окончательной) санитарно-защитной зоны» для месторождения Дунга и в Планах природоохранных мероприятий Филиала «Dunga Operating GmbH». На 2025 год объем финансирования на озеленение территории составит 8,0 млн. тенге.

1.5.1.7 Уточнение границ области воздействия объекта

Областью воздействия является территория (акватория), подверженная антропогенной нагрузке и определенная путем моделирования рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ. Для совокупности стационарных источников



область воздействия рассчитывается как сумма областей воздействия отдельных стационарных источников выбросов.

Граница области воздействия на атмосферный воздух объекта определена как проекция замкнутой линии на местности, ограничивающая область, за границей которого соблюдаются установленные экологические нормативы качества и/или целевые показатели качества окружающей среды с учетом индивидуального вклада объекта в общую нагрузку на атмосферный воздух ($C_{\text{ипр}}/C_{\text{ізв}} \leq 1$).

Пределы области воздействия объекта представлены на карте-схеме в Приложении 7. Условные обозначения приведены в легенде карты-схемы.

Область воздействия, определенная в результате проведенных расчетов, не превышает размеры установленной СЗЗ предприятия.

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

Сокращение объемов выбросов обеспечивается комплексом мероприятий. Основными принятыми в проекте мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных веществ и обеспечения безопасных условий труда, являются следующие мероприятия:

- выбор технологии и применяемого оборудования с целью снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух;
- применение герметизированной системы сбора, подготовки и транспортировки,
- постоянный контроль работы технологического оборудования;
- регулирование топливной аппаратуры ДВС агрегатов и специального автотранспорта для снижения загазованности территории ведения работ;
- использование герметичных систем на технологическом оборудовании и складах ГСМ;
- хранение сыпучих материалов и химических реагентов в закрытом помещении в герметичных тарах;
- размещение источников выбросов загрязняющих веществ на площадке с учетом преобладающего направления ветра;
- строгое соблюдение технологического регламента работы на стационарных дизельных установках;
- проверка автотранспорта на соответствия требованиям технического регламента;
- пылеподавление на всех этапах строительства и эксплуатации;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики оборудования;
- упорядоченное движение транспорта на территории месторождения;
- предотвращение утечек и проливов ГСМ на рельеф;
- содержание в исправном состоянии техники и автотранспорта, проведение профилактического осмотра;
- обучение технического персонала безаварийным методам работы, повышение профессиональной грамотности рабочих и специалистов;
- разработка плана мероприятий по реагированию на аварийные ситуации.

При размещении, вводе в эксплуатацию и эксплуатации объектов I и II категорий необходимо соблюдать требования ст.207 Экологического Кодекса.



Эксплуатацию автотранспортных и иных передвижных средств необходимо осуществлять с учетом требований ст.208 ЭК РК.

Накопление отходов, которые могут быть источником загрязнения атмосферного воздуха, производить в специально оборудованных местах с применением специальных сооружений, установок и оборудования, соответствующих требованиям ст. 209 ЭК РК.

Анализ расчетов рассеивания вредных веществ в атмосфере, проведенный на промплощадке месторождения Дунга, показал, что по всем ингредиентам, на границе нормативной СЗЗ приземные концентрации не превышают критериев качества атмосферного воздуха для населенных мест, поэтому специальных мероприятий по снижению выбросов проводить не требуется.

Основными мероприятиями по уменьшению образования загрязняющих веществ и охране атмосферного воздуха при производственной деятельности предприятия являются:

- полная герметизация всей системы сбора и транспортировки нефти и газа, соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех частей системы нефтедобычи;
- выбор режима работы технологического оборудования и технологий, обеспечивающих соблюдение нормативов допустимых выбросов (НДВ) и поддержание уровня загрязнения атмосферного воздуха ниже ПДК;
- создание системы учета и контроля за выбросами загрязняющих веществ по составу и количеству с учетом их суммации;
- автоматизация технологического процесса, предупреждающая аварийные ситуации;
- проведение работ по ремонту оборудования при благоприятных метеорологических условиях (ветер от населенных пунктов, отсутствие штилей, приземных инверсий, опасных скоростей ветра и т. д.);
- применение оборудования и строительной техники с минимальными выбросами в атмосферу;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования;
- ликвидация замазученных площадей.

Выполнение всех вышеперечисленных мероприятий является важным шагом на пути улучшения экологической ситуации в районе расположения объектов предприятия.

Основными мероприятиями, направленным на снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и обеспечивающим приземные концентрации в нормативных пределах, являются:

- все резервуары и дренажные емкости оборудованы дыхательными клапанами, которые рассчитаны на определенное давление, срабатывание клапанов и выброс углеводородов в атмосферу происходит только при превышении установленного нормативами давления;
- использование в исправном техническом состоянии строительной техники и автотранспорта, проверка на токсичность перед выездом на площадки предприятия, что снижает выбросы загрязняющих веществ;



- организация движения автотранспорта по территории месторождения и поддержание в исправном состоянии внутрипромысловых автодорог, использование поливомоечных машин для подавления пыли;

- использование в качестве топлива для автотранспорта неэтилированного бензина, что исключает выбросы в атмосферу тетраэтилсвинца;

- проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха и применение необходимых мер при наличии увеличивающихся концентраций загрязняющих веществ.

Комплекс мероприятий по уменьшению выбросов в атмосферу

Сокращение объемов выбросов и снижение приземных концентраций обеспечивается комплексом технологических, специальных и планировочных мероприятий.

Специальные мероприятия по снижению объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу за период разработки месторождения Дунга не предусматривались, так как на границе санитарно-защитной зоны по всем загрязняющим веществам приземные концентрации не превышают предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами.

Но, несмотря на соответствие критериям качества атмосферного воздуха для населенных мест, на границе СЗЗ и ПДК_{р.з.} проектом предусматриваются мероприятия по уменьшению объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосфере, которые приведены ниже.

В период строительства проектируемых объектов для уменьшения влияния планируемых работ на состояние атмосферного воздуха, сокращения объемов выбросов ЗВ, снижения их приземных концентраций и предотвращения сверхнормативных и аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу, проектом предусматривается комплекс планировочных и технологических мероприятий.

Планировочные мероприятия, влияющие на уменьшение воздействия выбросов на атмосферный воздух, предусматривают:

- на площадках работ при перемещении спецтехникой грунта и инертных материалов для сокращения пыления применяется пылеподавление поливочной машиной;

- хранение сыпучих материалов и химических реагентов в закрытом помещении в герметичных тарах;

- систематическое орошение площадок строительства.

Технологические мероприятия включают:

- укрытие тентами кузова автосамосвалов при перевозке сыпучих материалов;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками выходящего на линию автотранспорта;

- тщательную технологическую регламентацию проведения работ;
- внедрение современных методов внутреннего подавления выбросов от дизельных двигателей спецавтотранспорта (малотоксичный рабочий процесс, регулирование топливоподачи, подача воды в цилиндры), что позволит снизить содержание оксидов азота в отходящих газах на 75 %;



- использование присадок для дизельного топлива, что позволит снизить выбросы оксидов азота на 50 %;
- использование малосернистого дизельного топлива, что позволит увеличить эксплуатационное время работы двигателя между ремонтами и снизить выбросы диоксида серы.

Для обеспечения герметизации вновь смонтированное оборудование и трубопроводы перед пуском в эксплуатацию подлежат:

- испытанию на прочность и плотность с контролем швов;
- оснащению предохранительными устройствами со сбросом в закрытые системы.
- антикоррозионная защита оборудования, трубопроводов, подверженных сероводородной агрессии с помощью ингибиторов коррозии и защитных покрытий, что обеспечивает безаварийную работу и исключает загрязнение почвы;
- контроль сварных соединений стальных трубопроводов;
- испытание на прочность и плотность оборудования и трубопроводов.

На период эксплуатации проектируемых объектов также предусматривается комплекс планировочных и технологических мероприятий.

Для снижения влияния проектируемых объектов на загрязнение атмосферного воздуха проектом предусмотрено автоматизированное управление всех технологических процессов, протекающих непрерывно.

Автоматизация процессов предотвращает аварийные ситуации, связанные с повышенными выбросами ЗВ в атмосферу. В процессе нормальной эксплуатации влияние на атмосферный воздух от работы оборудования удовлетворяет требованиям существующих природоохранных норм.

Основными мероприятиями по снижению выбросов ЗВ являются:

- выбор технологии и применяемого оборудования бурения с целью снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух;
- оборудование предохранительными клапанами технологического оборудования, предотвращающее аварийные ситуации;
- размещение технологических установок, арматуры и коммуникаций на открытых площадках на расстояниях в соответствии со СНиП, с учетом функционального назначения и розы ветров;
- измерение и контроль по следующим параметрам:
 - давление и температура в контролируемых точках технологического процесса;
 - уровень жидкости в емкостях;
 - расход нефти;
 - расход газа;
 - обеспечение герметичности и прочности технологических аппаратов, арматуры и трубопроводов в соответствии ГОСТ;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов технологического оборудования;
- системы автоматизированного дистанционного управления технологическим процессом с рабочего места оператора;



- аварийное отключение насосов, входных задвижек и т.д. обслуживающим персоналом непосредственно с площадок обслуживания на основании показаний местных приборов контроля технологических параметров;

- аварийная сигнализация при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций: любая ситуация, расцениваемая как пожароопасная, вызовет срабатывание системы аварийного отключения.

Для исключения и предупреждения аварийных ситуаций и максимального снижения их негативного влияния на природную среду необходимо:

- размещение источников выбросов загрязняющих веществ на площадке бурения с учетом преобладающего направления ветра;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля за ходом технологического процесса, измерение расходов, давления, температуры;
- осуществление постоянного контроля за герметичностью трубопроводов и оборудования;
- осуществление постоянного контроля за изменением воздуха в рабочей зоне на промплощадке и прилегающей территории.

Эти меры в сочетании с хорошей организацией производственного процесса и контроля позволят обеспечить минимальное воздействие на атмосферный воздух.

Кроме того, на существующих источниках в действующем проекте нормативов НДВ также предусмотрены мероприятия по уменьшению объемов выбросов и снижению приземных концентраций и составлены «Планы мероприятий по снижению выбросов ЗВ с целью достижения нормативов НДВ».

Ежегодно на предприятии разрабатываются технологические мероприятия, направленные на уменьшение влияния предприятия, на состояние окружающей среды, на предотвращение сверхнормативных и аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу.

1.5.1.9 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий

Неблагоприятные метеоусловия (НМУ) представляют собой краткосрочное особое сочетание метеорологических факторов, обуславливающее ухудшение качества воздуха в приземном слое атмосферы.

Предотвращению опасного загрязнения воздуха в периоды неблагоприятных метеоусловий способствует регулирование выбросов или их кратковременное снижение. В периоды неблагоприятных метеорологических условий максимальная приземная концентрация примеси может увеличиться в 1,5-2,0 раза.

К неблагоприятным метеоусловиям относятся:

- температурные инверсии;
- пыльные бури;
- штиль;
- туманы.

Проведение мероприятий при НМУ позволит не допустить в эти периоды возникновения высоких уровней загрязнения атмосферы при заблаговременном прогнозировании таких условий и своевременном сокращении выбросов вредных



веществ в атмосферу.

Определение периода действия и режима НМУ находится в ведении органов Казгидромета. В обязанности этих органов входит оповещение предприятия о наступлении и завершении периода НМУ и режима НМУ.

В соответствии с требованиями РД 52.04.52-85 «Методические указания. Регулирование выбросов при НМУ» мероприятия по регулированию выбросов разрабатываются на всех предприятиях, имеющих источники выбросов вредных веществ в атмосферу.

В соответствии с РД 52.04.52-85 для предприятия разработаны планы мероприятий по снижению выбросов при наступлении НМУ на I, II режимы работы. Мероприятия по I режиму НМУ обеспечивают снижение приземных концентраций ЗВ на 15-20%, по II режиму - на 20-40%, по III режиму - на 40-60%.

Главное условие: выполнение мероприятий при НМУ не должно приводить к нарушению технологического процесса, следствием которого могут явиться аварийные ситуации.

Меры по уменьшению выброса, в периоды НМУ, могут проводиться без сокращения производства и без существенных изменений технологического режима – это I режим работы предприятия. При этом сокращение концентрации загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы, обеспечивается примерно около 20 %. При втором и третьем режиме работы предприятия мероприятия должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ, примерно на 40-60 %, а в некоторых особо опасных условиях необходимо предусматривать полное сокращение выбросов. Третий режим работы предприятия предусматривается в наиболее опасных случаях, когда создается серьезная угроза здоровью населения. При этом снижение загрязненности до 50 % может быть достигнуто за счет смещения во времени технологических процессов, связанных с выделением оксидов азота и углерода.

Мероприятия по регулированию выбросов *по первому режиму* носят организационно-технический характер, которые не приводят к снижению производственной мощности предприятия, и включают:

- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами, на печах подогрева нефти, дизельных генераторах, на площадках строительства скважин;
- усиление контроля за герметичностью технологического оборудования и трубопроводов;
- усиление контроля за ведением топочного режима;
- поддержание оптимального избытка воздуха по режимной карте, устраняющем условия образования недожога;
- ведение режима горения по отлаженным кислотомерам, проверка величины нагрузок на котлах и их режимов в соответствии с режимными картами;
- снижение нагрузок на мини-котельные с целью создания устойчивого разряжения в топочном пространстве;



-
- запрещение продувки и очистки оборудования и емкостей, в которых хранятся загрязняющие вещества, а также ремонтных работ, связанных с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
 - запрещение работы на форсированном режиме в резервуарном парке, печах, котельных, дизель-генераторах;
 - ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
 - усиление контроля за соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм;
 - прекращение пусковых операций на оборудовании, приводящих к увеличению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу;
 - рассредоточение во времени выбросов загрязняющих веществ из технологических агрегатов;
 - обеспечение инструментального контроля выбросов вредных веществ в атмосферу, непосредственно на источниках и на границе санитарно-защитной зоны.
 - другие организационно-технические мероприятия, приводящие к снижению выбросов загрязняющих веществ.

Мероприятия по сокращению выбросов *по второму режиму* включают в себя все мероприятия первого режима, а также мероприятия, связанные с технологическими процессами производства и сопровождающиеся незначительным снижением производительности объекта:

- снижение производительности отдельных аппаратов и технологических линий, работа которых связана со значительным выделением в атмосферу вредных веществ (технологических печей, дизель-генераторов);
- запрещение включения дизель-генераторов в профилактических целях;
- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- усиление контроля за выбросами автотранспорта путем проверки состояния и работы двигателей;
- ограничение движения и использования транспорта согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- мероприятия по снижению испарения топлива;
- прекращение строительных работ на строительных площадках.

Мероприятия по сокращению выбросов *по третьему режиму* включают в себя все мероприятия, разработанные для первого и второго режима, а также мероприятия, разработанные на базе технологических процессов, имеющих возможность снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу за счет временного сокращения производственной мощности предприятия:

- снижение производственной мощности или полную остановку производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- проведение поэтапного снижения нагрузки параллельно-работающих однотипных технологических агрегатов и установок (вплоть до отключения одного, двух, трех и т.д. агрегатов);



-
- отключение аппаратов и оборудования с законченным технологическим циклом, сопровождающимся значительным загрязнением воздуха;
 - запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, реагентов, являющихся источниками загрязнения;
 - остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ.

Выполнение предложенных мероприятий по регулированию выбросов в периоды НМУ обеспечивают требуемое снижение выбросов.

Как показывает практика, при наступлении НМУ в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия.

На период НМУ частота контрольных замеров увеличивается. Контрольные замеры выбросов на периоды НМУ производятся перед осуществлением мероприятий, в дальнейшем - один раз в сутки. Периодичность замеров определяется из возможностей методов контроля.

1.5.1.10 Возможные существенные воздействия на атмосферный воздух

Прямое воздействие на атмосферный воздух будет связано с непосредственным выбросом загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Прямое воздействие также будет связано с возможностью трансформации некоторых загрязняющих веществ за счет образования групп суммации, распада веществ или способностью давать новые вещества при взаимодействии с другими веществами, что будет влиять на качество воздуха в пределах области воздействия проектируемого объекта.

Косвенное воздействие связано с возможностью сухого осаждения выбросов загрязняющих веществ на почвенный покров и водные объекты, а также в последующем вымывания ее атмосферными осадками и загрязнение более глубоких почвенных горизонтов и подземных вод. Например, оксиды азота и оксиды серы, взаимодействуя с атмосферной влагой, могут образовывать кислотные дожди, но так как природно-климатическая зона размещения предприятия относится к пустыням с недостаточным увлажнением, то такое воздействие маловероятно. Оксиды азота участвуют в формировании фотохимического смога, но такое явление маловероятно, так как район размещения проектируемого объекта характеризуется равнинным рельефом местности с малоэтажной застройкой и среднегодовой скоростью ветра - 4-5 м/сек, что не обеспечивает условий для формирования смога. Наличие такого ветрового потенциала способствует лучшему рассеиванию загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Косвенные воздействия от загрязнения атмосферного воздуха при строительстве скважин и эксплуатации вновь вводимого технологического оборудования идентичны.

К косвенным воздействиям от загрязнения атмосферного воздуха на стадии строительства и эксплуатации отнесены:

- загрязнение почвенного покрова в результате осаждения атмосферных примесей за пределами месторождения;
- загрязнение растительности в результате осаждения атмосферных примесей за и в пределах месторождения.



Кумулятивное воздействие является результатом воздействия на атмосферный воздух проектируемого объекта и других существующих объектов, осуществляемых деятельность на данной территории.

Кумулятивное воздействие оценено при расчете рассеивания загрязняющих веществ с учетом базового антропогенного фона

Результаты расчета рассеивания показывают, что зона кумулятивного воздействия при штатном режиме работы будет ограничена внешней границей области воздействия, которая не выходит за пределы санитарно-защитной зоны м/р Дунга. Учитывая расположение источников воздействия на атмосферный воздух на достаточном расстоянии от жилых зон, достаточно высокую способность атмосферы к самоочищению, качество атмосферного воздуха в районе планируемых работ практически сохранится на прежнем уровне.

Трансграничное воздействие

Трансграничное воздействие на атмосферный воздух при разработке месторождения Дунга отсутствует, так как ближайшая государственная граница с Туркменистаном находится на расстоянии более 180 км, а побережье Каспийского моря на расстоянии более 7,5 км.

Влияние выбросов загрязняющих веществ при эксплуатации будет носить местный характер (до 100 км²) и не приведет к каким-либо трансграничным воздействиям.

Значительных воздействий, создаваемых осаждением азота и выходящих за пределы государственной границы, также не ожидается.

Таким образом, трансграничных воздействий выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от реализации проекта не предвидится.

При оценке существенности воздействия на атмосферный воздух намечаемой проектной деятельности выделены основные источники загрязнения, определены основные загрязняющие вещества и их ориентировочное валовое количество, установлена зона влияния объекта на атмосферный воздух, в пределах которой проведен расчет максимальных приземных концентраций вредных веществ с учетом нормативного размера СЗЗ и разработан комплекс мероприятий и технических решений, направленных на предотвращение отрицательного воздействия на воздушный бассейн.

Выбросы в атмосферный воздух при бурении скважин составляют около 90% (работа силовых двигателей буровой установки) от общего объема выбросов. Выбросы являются временными и не окажут существенного воздействия на экологическую обстановку в районе месторождения.

Основными источниками негативного воздействия на атмосферный воздух при строительстве скважин являются дизельные агрегаты буровой установки.

На основании проведенного анализа можно сделать вывод о том, что основное воздействие на атмосферу при проведении планируемых работ будет происходить в пределах утвержденной санитарно-защитной зоны (1000 м). Таким образом, проведение намечаемых работ не будет иметь необратимого воздействия на состояние атмосферного воздуха.

В целом, прямое воздействие на атмосферный воздух при реализации проекта разработки месторождения с учетом пространственных, временных параметров и параметров интенсивности воздействия оценивается следующим образом:



Таблица 1.40- Оценка воздействия на атмосферный воздух

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балл
Вариант 2		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балл
Вариант 3 (рекомендуемый)		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балл
Вариант 4		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 балла – воздействие средней значимости		

Интегральная оценка воздействия на атмосферный воздух по всем рассматриваемым вариантам разработки (включая рекомендуемый проектом вариант №3) находится в пределах 24 баллов, что соответствует воздействию средней значимости.

При воздействии «*средней значимости*» изменения в среде превышают цепь естественных изменений. Среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Проведенные расчеты приземных концентраций показали, что разработка месторождения Дунга по всем рассматриваемым вариантам не вызовет существенное загрязнение атмосферного воздуха на рассматриваемой территории, полученные результаты математического моделирования загрязнения атмосферного воздуха, не выявили превышения предельно-допустимых значений по всем веществам и группам суммаций на границе санитарно-защитной и жилой зоны.

1.5.2 Воздействие на состояние вод

1.5.2.1 Характеристика современного состояния подземных вод

Мониторинг состояния подземных вод является элементом производственного мониторинга и составной частью производственного экологического мониторинга, осуществляемого Филиалом Компании «Dunga Operating GmbH» для наблюдения за состоянием окружающей среды и ее изменениями под влиянием хозяйственной деятельности, с целью получения достоверной информации о воздействии на окружающую среду, оценки эффективности выполняемых мероприятий по охране окружающей среды, прогноза последствий воздействия на окружающую среду.

Мониторинг подземных вод включает наблюдения за режимом подземных вод и изменением их качества, поэтому первоочередной и важнейшей задачей является наличие наблюдательной сети. Специализированная наблюдательная сеть предназначена для выявления загрязнения подземных вод на территории месторождения Дунга. Основная ее задача заключается в оценке особенностей режима подземных вод в условиях активного антропогенного воздействия.

В соответствии с договорными условиями TOO «ENVIRS Consulting» выполнило Программу производственного экологического контроля (ПЭК) объектов месторождения «Дунга» на 2025 год. Настоящая Программа определяет основные направления и общую методологию проведения мониторинговых работ, с учетом производственной деятельности Филиала Компании на месторождении Дунга в 2025 году.



Ввиду отсутствия у Филиала Компании «Dunga Operating GmbH», осуществляющего операционную деятельность на месторождении Дунга, сброса сточных вод в объекты окружающей среды, а также отсутствие в собственности очистных сооружений для сточных вод, проведение мониторинга эмиссий сточных вод Программой ПЭК не предусматривается.

Мониторинг подземных вод

Для наблюдения за возможным влиянием производственной деятельности Филиала компании «Dunga Operating GmbH» на состояние подземных вод на месторождении Дунга с 2002 года было начато бурение и обустройство сети наблюдательных гидрогеологических скважин.

В период 2002-2008 гг. на территории месторождения Дунга ТОО «Мангистау-Мониторинг» пробурено 7 мониторинговых скважин. Скважины №№ Н-1, Н-2, Н-3, Н-6, Н-7 были расположены на участках, приближенных к эксплуатационным и/или нагнетательным скважинам, в центральной части месторождения. Мониторинговые скважины Н-4 и Н-5 были обустроены на периферии в северо-западной и юго-западной частях месторождения.

В 2012 году ТОО «Мангистау-ГеоСервисПроект» были пробурены три скважины №№ Н-8 в восточной части месторождения, Н-9 на юге и Н-13 в северной части месторождения. Глубина скважин – порядка 60 м. По мониторинговым скважинам №№ Н-8 и Н-9 был получен водоприток. Скважина № Н-13 оказалась безводной.

В 2013 году также компанией ТОО «Мангистау-ГеоСервисПроект» обустроены мониторинговые скважины № Н-10, глубиной около 50 м, №№ Н-11, Н-12 глубиной порядка 60 м. Скважины расположены по периметру, в южной части месторождения. По скважине № Н-10 был получен водоприток. Скважины №№ Н-11 и Н-12 оказались безводными.

В 2014 году обустроены три скважины №№ Н-14, Н-15 – в северной и Н-16 в западной части месторождения, глубиной до 70 – 80 м. На мониторинговой скважине № Н-14 был получен водоприток. Скважины № Н-15 и №Н-16 оказались безводными. Работы по расширению мониторинговой сети в 2014 году и далее, включая 2017 год, выполнялись ТОО «Актау-ГеоЭкоСервис».

В 2015 году были пробурены еще две скважины глубиной около 70,0 м. Скважина № Н-17 на северо-востоке месторождения в районе оврага Кокпекты, выполняющего разгрузку подземных и талых вод в урочище Дунга и №Н-18 – в центральной части промысла в районе РВС-2000 ЦПС. На мониторинговой скважине №Н-17 был получен водоприток. Скважина №Н-18 была безводная. Были также проведены работы по восстановлению скважины № Н-10 глубиной 60 м, поврежденной в конце 2014 г. По скважине №Н-10 был получен водоприток.

В 2016 и 2017 году были включены в мониторинговую сеть ещё две скважины. Были пробурены мониторинговые скважины №Н-19 и №Н-20, глубиной более 70,0 м. Скважина № Н-19 пробурена в районе РВС-5000 (резервуарный парк). Мониторинговая скважина № Н-20 пробурена в 4,5 км к югу от мониторинговой скважины Н-4, у юго-западной границы месторождения. Скважины оказались безводными.

Мониторинг подземных вод с 2014 г. проводился ТОО «Актау-ГеоЭкоСервис». При этом, отбор проб на содержание химических веществ, в соответствии с ежегодным расширением мониторинговой сети, проводился в 2014 г. по 3 скважинам, в 2015 г. – по 4,



в 2016. и 2017 гг. - по пяти скважинам (№№ Н-8, Н-9, Н-10, Н-14, Н-17) из двадцати пробуренных на этот период. Остальные, по результатам исследований ТОО «Актау-ГеоЭкоСервис», были безводными. С 2018 г. мониторинг подземных вод и почв проводится ТОО «КАПЭ». В результате обследования мониторинговых скважин специалистами ТОО «КАПЭ» (I полугодие 2018г.) вода была обнаружена в десяти из них: №№ Н-8, Н-9, Н-10, Н-11, Н-13, Н-14, Н-16, Н-17, Н-18, Н-19. В рамках проекта «Расширение мониторинговой сети и ведения мониторинга окружающей среды в 2018-2020 гг., ТОО «КАПЭ» пробурены скважины № Н-21, глубиной 70 м и № Н-22, глубиной 67 м. По скважинам №№ Н-21 и Н-22 получен водоприток. Скважины были включены в мониторинговую сеть. В целях реализации аналогичного проекта ТОО «КАПЭ» на 2021-2023 гг., ТОО «КАПЭ» пробурены и обустроены мониторинговые скважины № Н-23, глубиной 82,0 м и № Н-24, глубиной 75,0 м. По вновь пробуренным скважинам №№ Н-23 и Н-24 был получен водоприток. Скважины включены в мониторинговую сеть для дальнейшего наблюдения за состоянием подземных вод.

Размещение мониторинговых скважин, пробуренных ТОО «КАПЭ», было выполнено с учетом особенностей гидрогеологических условий, характера и специфики возможного воздействия производственных объектов на подземные воды территории.

Для уточнения схемы размещения мониторинговой скважины, относительно существующих и проектируемых производственных объектов на местности, специалистами ТОО «КАПЭ», совместно с представителями компании было проведено рекогносцировочное обследование участка размещения скважины. Был проведен анализ особенностей гидрогеологических условий территории месторождения (характер распределения абсолютных отметок уровней подземных вод, локальность обводнения верхнемиоценового сарматского водоносного горизонта и др.). Особенности гидрогеологических условий на территории месторождения Дунга, является распространение на данной территории проницаемого практически безводного горизонта в северо-западной части и локально-водоносного сарматского горизонта на остальной, большей части горного отвода. В связи с чем на разных, даже близко расположенных участках территории, подземные воды могут присутствовать в соответствующих отложениях на одном участке и отсутствовать на другом. Кроме того, на наличие или отсутствие воды в скважинах могут влиять сезонные условия питания подземных вод.

Таким образом, мониторинговая сеть в настоящее время состоит из 24-х наблюдательных скважин. При этом, в силу специфических гидрогеологических условий района, обусловленных наличием первого от поверхности локально-водоносного горизонта, 10 из 24-х пробуренных мониторинговых скважин на месторождении безводны.

В период проведения мониторинга в 2025 году настоящей Программой ПЭК предлагается продолжить наблюдения за качеством подземных вод на четырнадцати скважинах №№ Н-8, Н-9, Н-10, Н-11, Н-13, Н-14, Н-16, Н-17, Н-18, Н-19, Н-21, Н-22, Н-23, Н-24, с проведением отбора проб и лабораторных исследований, а также продолжить промеры уровней на десяти безводных скважинах №№ Н-1, Н-2, Н-3, Н-4, Н-5, Н-6, Н-7, Н-12, Н-15, Н-20. При повышении уровня подземных вод на любой из вышеперечисленных 10-ти безводных мониторинговых скважин, должен производиться отбор и последующий лабораторный анализ проб.

На скважине №Н-16 с пониженным уровнем, предлагается продолжить наблюдения за пьезметрическим уровнем и, при достаточном уровне воды, возобновить отбор пробы с



последующим лабораторным анализом.

Лабораторный анализ проб подземных вод осуществляется испытательными лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством РК, согласно методам выполнения измерения, приведенным в паспорте испытательной лаборатории. Используемые при полевых замерах и лабораторных анализах средства измерения должны иметь действующие свидетельства о прохождении ежегодной поверки СИ. Результаты определения концентраций контролируемых веществ в подземных водах оформляются в виде протоколов испытаний и заверяются печатью испытательной лаборатории.

1.5.2.2 Характеристика водопотребления и водоотведения

Источниками водоснабжения на месторождении Дунга являются:

- для питьевых целей: привозная бутилированная питьевая вода;
- для хозяйственных целей: питьевая вода, привозимая автотранспортом из системы водоснабжения ТОО «МАЭК-Казатомпром» подрядной организацией;
- для технологических и производственно-бытовых целей: привозная питьевая вода с водовода ЦУВС-2 РГП МАЭК, получаемая от ТОО «МАЭК-Казатомпром» по Договору. Мониторинг качества поставляемых хозяйственно-бытовых и технологических вод осуществляет поставщик продукции;
- для закачки в пласт: морская вода, поступающая по трубопроводу с морской водозаборной станции на 36 км трассы Актау – Форт-Шевченко.

Привозная бутилированная питьевая вода поставляется на месторождение на платной основе согласно договору. Бутилированная вода относится к пищевым продуктам. Безопасность и качество воды обеспечиваются предприятием - поставщиком в соответствии Законом Республики Казахстан от 21.07.2007 №301-З «О безопасности пищевой продукции» и Техническим регламентом «Требования к безопасности питьевой воды, расфасованной в емкости», утвержденным Постановлением Правительства РК от 09.06.2008 №551. Безопасность и качество воды обеспечиваются предприятием-поставщиком.

Вода для хозяйственно-бытовых нужд, а также приготовления пищи, привозимая автотранспортом из системы водоснабжения ТОО «МАЭК-Казатомпром» подрядной организацией хранится в емкостях. Для хозяйственно-бытовых нужд предусмотрены две емкости объемом 16 м³ каждая. Питьевая вода, используемая для приготовления пищи в столовой месторождения, хранится в емкости объемом 10 м³. Также на месторождении предусмотрены два пожарных резервуара объемом 700 м³.

Качество поставляемой воды должно соответствовать «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», согласно Постановлению Правительства Республики Казахстан от 16 марта 2015 г. №209. Для технологических нужд используется вода из систем водоснабжения ТОО «МАЭК-Казатомпром» и морская вода.

Для обеспечения технологических и производственно-бытовых нужд предприятие также использует привозную питьевую воду с водовода ЦУВС-2 МАЭК, получаемую от



ТОО «МАЭК-Казатомпром» на договорной основе.

Мониторинг за качеством хозяйственно-бытовых и технологических вод осуществляет поставщик продукции – ТОО «МАЭК-Казатомпром». Контроль количества потребляемой воды на месторождении производится согласно «Ведомости учета» в соответствии с договором на поставку воды.

Морская вода на месторождении используется в производственных целях (при КРС, бурении, в системе ППД и др. технологических нуждах). Вода поступает на ЦПС по трубопроводу протяженностью 16 км с морской водозаборной станции, расположенной на берегу Каспийского моря (мыс Сагынды).

Забор морской воды осуществляется согласно Разрешению на специальное водопользование № KZ82VTE00221913 Серия «Каспийское море» (поверхностный) от 02.02.2024 г., срок действия до 18.05.2026 гг. Расчетные объемы водопотребления: 2024 г. - 991,321 тыс. м³; 2025 г. - 987,213 тыс. м³; 2026 г. - 374,666 тыс. м³.

Система водозаборных резервуаров установлена в естественной впадине берега, отсеченного от моря песчаной косой шириной 50 м. Водозабор морской воды осуществляется с применением шахтного колодца. Шахтный колодец состоит из наземной части (оголовка, ствол) и водосборной части (зумпф).

Морская вода, пройдя естественную фильтрацию через рыхлые глиняно-песчаные отложения, поступает в водосборную камеру шахтного колодца и далее системой насосов подается на ЦПН месторождения Дунга. В качестве рыбозащитного устройства боковая поверхность резервуаров обсыпана послойно фильтровой обсыпкой: валуны – 10-100 кг; гравий – 50-150 мм; гравий – 10-50 мм.

Анализ на шестикомпонентный состав морской воды проводит химическая лаборатория ЦПС на месторождении Дунга. Учет потребления морской воды осуществляется водомером типа ВТ-65 №975944, установленным на трубопроводе при входе в насосную водозаборной станции.

Пластовая вода, образующаяся в процессе подготовки нефти, поступает на сепаратор, резервуары для пластовой воды, и далее закачивается обратно в пласт. Сброс воды в подземные водоносные горизонты нагнетательных скважин для ППД осуществляется согласно разрешению № KZ06VTE00222020 Серия «Каспийское море» (сброс) от 02.02.2024 г., со сроком действия до 18.05.2026 г. Расчетные объемы водопотребления: 2024 г. - 1 970 805 м³; 2025 г. - 2 018 998 м³; 2026 г. – 795 030 м³.

В процессе хозяйственно-бытовой и производственной деятельности месторождения Дунга образуются следующие виды сточных вод:

- ❖ хозяйственно-бытовые;
- ❖ производственные.

На месторождении предусмотрены две отдельные системы сброса сточных вод.

Хозяйственно-бытовые сточные воды, поступающие от столовых, административно-бытового комплекса, пожарного депо и других объектов, предназначенных для хозяйственно-бытового обслуживания месторождения Дунга, по системе канализационного трубопровода собираются в подземную дренажную емкость объемом 30 м³. По мере накопления вывозятся спецавтотранспортом на очистные сооружения города Актау на договорной основе. Утилизация сточных вод должна осуществляться в соответствии с «Правилами приема сточных вод в системы водоотведения населенных пунктов» (Приказ Министра Национальной экономики РК №546 от 20 июля 2015 г.).



Согласно «Плана мероприятий по охране окружающей среды на период с 01.01.2025 г. по 31.12.2025 г.», объем вывоза хозяйственно-бытовых сточных вод на очистные сооружения сторонней организации (по договору) составляет 28 000 м³/год.

Производственные стоки

Ливневые воды и стоки, загрязненные нефтепродуктами, собираются системой ливневой канализации в подземную дренажную ёмкость. Из подземной емкости вода вывозится на договорной основе в места утилизации. В связи с тем, что образующиеся сточные воды передаются сторонним организациям на договорной основе, мониторинг этого вида сточных вод Программой производственного экологического контроля не предусмотрен.

Мониторинг эмиссий – наблюдения за качеством отводимых сточных вод в водные объекты и их соответствие установленным нормативам Программой ПЭК не предусмотрен в связи с тем, что отведение очищенных сточных вод от объектов месторождения в Каспийское море или на рельеф местности не планируется.

В связи с отсутствием накопителей сточных вод, мониторинг воздействия в районе месторождения Дунга не предусматривается.

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

Водоснабжение на питьевые и хоз-бытовые нужды при реализации рассматриваемых вариантов разработки (строительство скважин) обеспечиваются водой, которая доставляется автоцистернами согласно договору. Снабжение питьевой водой осуществляется за счет привозной бутилированной воды.

Вода технического качества используется для производственных нужд (основа жидкости освоения, для смены жидкости освоения на воду и промывки, для приготовления бурового и цементного растворов, на противопожарные нужды, на нужды котельной в зимнее время); частично для хоз-бытовых целей (полив зеленых насаждений, влажная уборка производственных и бытовых помещений, стирка спецодежды в прачечной, горячее и холодное водоснабжение в душевых и санузлах). Водооборотные системы отсутствуют.

Схема производственного водоснабжения при строительстве скважин предусматривает доставку воды автоцистернами. Вода для хозяйственных целей закачивается в аккумулярующие ёмкости в вагончиках. Хранение воды на буровой для производственных нужд предполагается в ёмкостях заводского изготовления.

Качество воды, используемой для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд, должно соответствовать документам государственной системы санитарно-эпидемиологического нормирования согласно п. 18 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утвержденным приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ-49.

В рамках «Проекта разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2025 г.» предполагается строительство скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве 1 проектной скважины приняты по проектам аналогам.

Точные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве скважин



будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Приводимая далее оценка воздействия на состояние вод на окружающую среду основывается на данных материалов проектов-аналогов.

Водопотребление

Расчет расхода воды, используемой на хозяйственно-питьевые нужды, выполнен в соответствии с нормами СП РК 4.01-101-2012.

Расчет норм водопотребления и водоотведения

Расчет питьевой воды, используемой на хозяйственно-питьевые нужды при строительстве 1-й скважины

Питьевая вода используется на хозяйственно-питьевые нужды.

Норма расхода воды на 1-го работающего в сутки на питьевые нужды, л – 5;

Норма расхода воды на бытовые нужды (душевая сетка) в смену:

– бытовые нужды, л – 500;

– душевая сетка, мест – 2;

Норма расхода на столовую, л/усл. блюдо – 12. Количество блюд, ед. – 5;

Норма расхода на прачечную, л/сухого белья – 40. Норма сухого белья на человека, кг/сутки – 0,5.

Расчет объемов водопотребления на хозяйственно-питьевые нужды при строительстве 1-й скважины представлен в таблице 1.42.

Таблица 1.41 – Расчет водопотребления и водоотведения при строительстве 1-й скважины

Вид работ	Количество персонала	Продолжительность	Расчет расхода воды							
			питьевые нужды		бытовые нужды		столовая		прачечная	
			м³/сут	м³/цикл	м³/сут	м³/цикл	м³/сут	м³/цикл	м³/сут	м³/цикл
Подготовительные работы	16	3	0,080	0,240	1,000	3	0,96	2,88	0,32	0,960
СМР	20	4	0,100	0,400	1,000	4	1,2	4,8	0,4	1,600
Бурение и крепление	16	31,2	0,080	2,496	1,000	31,2	0,96	29,952	0,32	9,984
Испытание	12	11,5	0,060	0,690	1,000	11,5	0,72	8,28	0,24	2,760
Итого при строительстве скважины:			0,320	3,826	4,000	49,700	3,840	45,912	1,280	15,304

Объемы водопотребления и водоотведения на хозяйственно-питьевые нужды при строительстве 1-й скважины представлены в таблице 1.43.

Таблица 1.42 – Объемы водопотребления и водоотведения на хозяйственно-питьевые нужды при строительстве 1-й скважины

Потребитель	Ед. Изм.	Кол-во, чел	Норма водопотребления	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
Питьевые нужды	Место	12-20	5	0,320	3,826	0,320	3,826
Бытовые нужды, душевая	Сетка	12-20	500	4,000	49,700	4,000	49,700
Столовая	Усл. блюдо	12-20	12	3,840	45,912	3,840	45,912
Прачечная	1кг сухого белья	12-20	40	1,280	15,304	1,280	15,304
Всего				9,440	114,742	9,440	114,742
Непредвиденные расходы, 5%				0,472	5,737	0,472	5,737
Итого:	-	-	-	9,912	120,479	9,912	120,479

Расчет потребности воды, используемой на технические нужды при строительстве 1-й скважины

1. Расход воды, используемой в качестве:

– приготовления перфорационной жидкости – **44,42 м³/скв.**



– для смены жидкости освоения на воду и промывки - 2 цикла – **93,39 м³/скв.**

2. Расход воды, используемой для приготовления бурового раствора – **358,736 м³/скв.**

3. Питьевая вода, используемая для котельной. Общий расход воды для котельной составит: **59,347 тонн (м³).**

4. Для соблюдения правил по технике безопасности на территории площадки бурения предусматривается наличие противопожарного запаса воды на случай аварийной ситуации в количестве – **50,0 м³.**

5. Расход воды, используемой для приготовления цементного раствора, составит **104,59 м³/скв.**

Потребность в пресной и технической воде при строительстве 1 скважины представлена в таблице 1.44.

Таблица 1.43 - Водопотребление при строительстве 1-й скважины

Потребитель	Водопотребление на 1 скважину, м³/цикл
Питьевая вода, в том числе:	120,479
- на хоз-бытовые нужды	120,479
Вода на технические нужды, в том числе:	710,483
- основа перфорационной жидкости	44,42
- для смены перфорационной жидкости на воду и промывки	93,39
- на нужды котельной в зимнее время	59,347
- на противопожарные нужды	50
- для приготовления бурового раствора	358,736
- для цементного раствора	104,59
Всего	830,962

Общее водопотребление при строительстве скважин по всем вариантам разработки представлено в таблице 1.45.

Водоотведение

На площадке строительства скважин предусмотрены две отдельные системы водоотведения:

- производственная;
- хозяйственно-бытовая.

Производственные сточные воды собираются в герметичные емкости. Далее из емкостей спец. автотранспортом вывозятся на очистные сооружения по договору со специализированной организацией.

Хозяйственно-бытовые сточные воды формируются одним потоком из санитарно-гигиенических помещений, душевых сеток, столовых, после мытья посуды, прачечной и пр.

Сброс стоков от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в стальные ёмкости вместимостью 8 м³ заводского изготовления, из которых стоки спец. автотранспортом вывозятся на дальнейшую их утилизацию на очистных сооружениях согласно договору.

Нормы водоотведения хозяйственно-бытовых сточных вод, образованных от жизнедеятельности, принимаются равными нормам водопотребления, согласно санитарным правилам РК.

В основании площадки, на которой установлена емкость, должен быть предусмотрен противофильтрационный экран в виде геомембраны (полиэтиленовой пленки) или бетонированной плиты и т.п.



При необходимости для работающего персонала предусматривается установка биотуалетов.

По мере заполнения стоки вывозятся спец. автотранспортом на дальнейшую их утилизацию в специализированную компанию согласно заключенному договору.

На период намечаемой деятельности в процессе строительства новых скважин *сбросы загрязняющих веществ не предполагаются.*

Эксплуатация скважин будет осуществляться действующим персоналом, поэтому расчет водопотребления и водоотведения на хоз-бытовые нужды не производится.



Таблица 1.44 - Общее водопотребление при строительстве новых скважин по вариантам

Потребитель	Водопотребление, м ³				
	на 1 скв.	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
		на 47 скв.	на 37 скв.	на 68 скв.	на 65 скв.
Питьевая вода, в том числе:	120,479	5662,513	4457,723	8192,572	7831,135
- на хоз-бытовые нужды	120,479	5662,513	4457,723	8192,572	7831,135
Вода на технические нужды, в том числе:	710,483	33392,701	26287,871	48312,84	46181,4
- основа перфорац. жидкости	44,42	2087,74	1643,540	3020,56	2887,3
- для смены перфорац. жидкости на воду и промывки	93,39	4389,330	3455,430	6350,52	6070,35
- на нужды котельной в зимнее время	59,347	2789,309	2195,839	4035,596	3857,555
- на противопожарные нужды	50	2350	1850,000	3400	3250
- для приготовления бурового раствора	358,736	16860,592	13273,232	24394,048	23317,84
- для цементного раствора	104,59	4915,7	3869,830	7112,12	6798,35
Всего	830,962	39055,214	30745,594	56505,42	54012,53



1.5.2.4 Анализ предельного объема водопотребления при строительстве скважин по вариантам разработки месторождения

Объемы водопотребления в период строительства **1-й скважины** – 830,962 м³/период, в т.ч. на хозяйственно-питьевые нужды – 120,479 м³, на производственные нужды – 710,483 м³.

Предельные (максимальные) объемы водопотребления по **варианту 1** (за период 2026-2037 гг.) **при строительстве 47 скважин** составят: 39055,214 м³/период, в т.ч. на хозяйственно-питьевые нужды – 5662,513 м³, на производственные нужды – 33392,701 м³.

Предельные (максимальные) объемы водопотребления по **варианту 2** (за период 2026-2037 гг.) составят: **при строительстве 37 скважин**: 30745,594 м³/период, в т.ч. на хозяйственно-питьевые нужды – 4457,723 м³/период, на производственно-технические нужды – 26287,871 м³/период;

Предельные (максимальные) объемы водопотребления по **3-му рекомендуемому варианту** (за период 2026-2037 гг.) составят: **при строительстве 68 скважин**: 56505,42 м³/период, в т.ч. на хозяйственно-питьевые нужды – 8192,572 м³/период, на производственно-технические нужды – 48312,84 м³/период;

Предельные (максимальные) объемы водопотребления по **варианту 4** (за период 2026-2037 гг.) составят: **при строительстве 65 скважин**: 54012,53 м³/период, в т.ч. на хозяйственно-питьевые нужды – 7831,135 м³/период, на производственно-технические нужды – 46181,4 м³/период.

Максимальный годовой объем водопотребления по варианту №1 ожидается в 2027, 2028 годах при бурении 7 скважин в год – 5816,734 м³.

Максимальный годовой объем водопотребления по варианту №2 ожидается в 2027, 2028 годах при бурении 7 скважин в год – 5816,734 м³.

Максимальный годовой объем водопотребления по варианту №3 ожидается в 2027, 2028 годах при бурении 15 скважин в год – 12464,43 м³.

Максимальный годовой объем водопотребления по варианту №4 ожидается в 2027, 2028 годах при бурении 15 скважин в год – 12464,43 м³.

Вывод: Анализ проведенных расчетов водопотребления и водоотведения в процессе разработки месторождения Дунга по всем вариантам показывает, что:

Вариант №2 является экологичным с наименьшим объемом потребляемой воды, чем остальные варианты, т.к. планируется бурение 37 скважин (самого наименьшего количества) на весь период разработки месторождения, соответственно воды будет использовано меньше.

Вариант №3 (рекомендуемый) предполагает использование большего объема воды, чем все представленные варианты, т.к. планируется бурение и ввод в эксплуатацию максимального количества скважин по сравнению со всеми другими вариантами.

В результате проведенного анализа выявлено, что ожидаемое использование воды при строительстве и вводе в эксплуатацию новых проектных скважин при реализации *рекомендуемого варианта 3* будут больше, чем при реализации вариантов 1, 2 или 4, т.к. планируется бурение и ввод в эксплуатацию большего количества скважин.

С точки зрения анализа воздействия на водные объекты, воздействие во всех вариантах находится в одинаковых градациях и **оценивается как среднее**. Поэтому с экологической точки зрения допустим любой из предложенных вариантов разработки



месторождения, при условии соблюдения всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий.

1.5.2.5 Система поддержания пластового давления

Разработка месторождения Дунга осуществляется с поддержанием пластового давления путём закачки воды в пласт. Пластовые воды, добываемые вместе с нефтью, не обеспечивают необходимый объём воды для закачки в пласт, поэтому в качестве дополнительного источника воды используется морская вода.

Подробное описание системы ППД представлено в разделе 1.4.7.

Вывод: Предусмотренная проектом система ППД соответствует экологическим требованиям. Закачка рабочих агентов (пластовой и морской воды) согласно п/п.1 п.3 статьи 213 ЭК РК не является сбросом.

1.5.2.6 Предложения по организации экологического мониторинга подземных вод

В целях определения влияния разработки месторождения Дунга на подземные воды предлагается ведение мониторинга состояния подземных вод, поэтому первоочередной задачей является наличие наблюдательной сети. Для целей заложения мониторинговых скважин проводится рекогносцировочное обследование территории их размещения. Координаты новых, предлагаемых к бурению наблюдательных скважин, должны быть уточнены при проведении работ.

Точками отбора проб на изучение подземных вод являются места расположения мониторинговых скважин. Периодичность контроля 2 раза в год.

Результаты мониторинга позволят своевременно выявить и провести оценку происходящих изменений окружающей среды при осуществлении производственной деятельности.

Мониторинговые работы по изучению состояния подземных вод должны включать в себя следующие виды и объёмы работ:

- обследование территории месторождения;
- замеры уровней и температуры воды;
- промер глубин;
- прокачка скважин перед отбором проб;
- отбор проб и лабораторные исследования.

В пробах подземных вод определяется содержание загрязняющих веществ, характерных для нефтяных и газовых месторождений.

Химические анализы проб подземных вод должны проводиться в сертифицированных Госстандартом РК лабораториях, по утвержденным в Республике Казахстан методикам. Результаты анализов записываются в бланки установленной формы.

По результатам анализов производится нормирование качества грунтовых вод, которое заключается в установлении допустимых значений показателей состава и свойств воды, в пределах которых надежно обеспечиваются необходимые условия водопользования и благополучное состояние водного объекта. В связи с тем, что нормативы качества сильноминерализованных грунтовых вод в Республике Казахстан не разработаны, рекомендуем основное внимание уделять динамике изменения содержания загрязняющих компонентов в подземных водах в сравнении со значениями, полученными при



предыдущих этапах исследований.

В настоящее время мониторинговые наблюдения за состоянием подземных вод на территории предприятия осуществляются согласно утвержденной «Программы производственного экологического контроля для объектов месторождения Дунга».

При ведении мониторинговых исследований предусмотрены замеры уровня подземных вод, температуры воды и промер глубин скважин, а также анализ состояния подземных вод первого водоносного горизонта месторождения Дунга.

В пробах анализировался общий химический состав: рН, взвешенные вещества, ХПК, сухой остаток, железо общее, хлориды, сульфаты, гидрокарбонаты, натрий, калий, кальций, магний, сероводород, фенолы, БПК₅, СПАВ, азот аммонийный, нитриты, нитраты, нефтепродукты, фториды, медь, свинец, цинк, кадмий, никель, кобальт, а также α - и β -активность.

В рамках проведения мониторинга подземных вод в районе месторождения Дунга рекомендуется продолжить исследование состояния подземных вод в существующем режиме. В настоящее время, проводимые исследования подземных вод, в рамках Программы производственного экологического контроля, охватывают все необходимые точки контроля и определяемые параметры в составе подземных вод.

В соответствии с Экологическим законом РК и независимо от наличия либо отсутствия подземных вод в первом от поверхности водоносном горизонте, в пределах всех потенциальных объектов загрязнения необходимо проведение мониторинговых наблюдений в течение всего срока эксплуатации месторождения и периода его консервации по окончании разработки.

Работы на месторождении Дунга ведутся уже много лет, и компания имеет утвержденную программу производственного экологического контроля, согласно которой на предприятии проводится производственный мониторинг за состоянием подземных вод.

Таким образом, на период реализации проектных решений мониторинг будет проводиться в общем комплексе существующих мониторинговых исследований месторождения Дунга.

В рамках проекта увеличения гидронаблюдательной мониторинговой сети не предусматривается.

1.5.2.7 Обоснование мероприятий по защите поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Месторождение Дунга находится на расстоянии около 7,5 км до акватории Каспийского моря. Следовательно, *проектные скважины не входят в водоохранную зону Каспийского моря (2000 м – ст.270 ЭК РК)*. Воздействие на поверхностные воды не предполагается.

С целью минимизации негативного воздействия на водные ресурсы, компания разрабатывает и реализует природоохранные мероприятия, согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды на месторождении Дунга», такие как:

- Вывоз хозяйственно-бытовых сточных вод на очистные сооружения;
- Проведение мониторинга состояния подземных вод;
- Бурение дополнительной гидронаблюдательной мониторинговой скважины в рамках расширения мониторинговой сети;



- Контроль за техническим состоянием морской насосной станции, включая контроль за объемом забираемой и потребляемой морской воды.

Качество подземных вод может изменяться под воздействием природных и техногенных факторов.

К природным факторам относятся:

- геолого-гидрогеологические факторы естественной защищенности;
- климатические факторы питания и приноса ингредиентов (соотношение годовой суммы атмосферных осадков и испарения);
- геолого-гидрологические факторы миграции ингредиентов (химический состав и физико-химические свойства природных подземных вод, наличие в воде микробиоты и ее состав и др.).

К техногенным факторам относятся:

- факторы поступления углеводородов в почво-грунты и далее в подземные воды;
- факторы поступления загрязняющих веществ из атмосферы (выбросы от источников, испарения от накопителей жидких отходов);
- факторы поступления загрязняющих веществ из накопителей сточных вод.

Загрязнение подземных вод может быть обусловлено межпластовыми перетоками, а также процессами поглощения бурового раствора при проходке скважин. Основными причинами межпластовых перетоков является некачественный цементаж заколонного пространства и нарушения обсадной колонны. Для предотвращения загрязнения подземных вод предпринят ряд проектных решений, обеспечивающий их безопасность. Принятая конструкция скважины призвана исключить влияние проектируемых работ на подземные воды. Основным мероприятием по изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга является их перекрытие обсадными колоннами с цементированием заколонного пространства до земной поверхности – до устья. При этом применяется качественный цемент с химическими добавками, улучшающими качество цемента.

При строительстве скважин основными источниками загрязнения окружающей среды, в том числе и подземных вод, могут являться утечки бурового раствора, ГСМ, извлекаемой нефти, продукты аварийных сбросов и выбросов – пластовые флюиды.

С целью недопущения проникновения загрязняющих веществ в грунт и далее в подземные воды, площадки добывающих скважин выполнены с утрамбовкой насыпи и гравийным покрытием, минимальная высота насыпи 0,8 м. Также предусмотрена надежная гидроизоляция синтетической пленкой площадки под вышечно-лебедочным блоком, устройство гидроизолированных желобов для стока жидких отходов бурения в герметичные емкости (контейнеры), бетонирование дна и стенок шахты с целью недопущения проникновения фильтрата отходов бурения в грунт.

Для предотвращения загрязнения подземных вод отходами бурения предусмотрен **безамбарный метод бурения** скважины.

Основными источниками загрязнения почв, а в дальнейшем и подземных вод могут являться: нефтяные насосы, сепаратор, площадка буферных емкостей. Загрязнение может происходить при неплотном соединении в сальниках задвижек, при подъеме из скважин насосно-компрессорных труб, при проверке скважин на герметичность и т.д.

Оценка вероятного возникновения аварийной ситуации позволяет прогнозировать негативное воздействие аварий на поверхностные и подземные воды.

Степень риска зависит как от природных, так и от техногенных факторов.



Естественные факторы, представляющие угрозу поверхностным и грунтовым водам, характеризуются очень низкими вероятностями, а правила эксплуатации оборудования позволят своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами. Строгое соблюдение принятых технологий работ сведет к минимуму вероятность возникновения аварий, связанных с техногенными факторами.

В целом, влияние техногенных факторов на подземные воды выражается в изменении гидрохимических условий.

Уровень воздействия. Технологические решения по оборотному водоснабжению и другие водоохранные мероприятия позволяют снизить воздействие до незначительного.

Природоохранные мероприятия. В дополнение предусмотренным проектом инженерных решений рекомендуется:

- особое внимание при строительстве скважин уделить предотвращению межпластовых перетоков подземных вод при негерметичности скважины;
- принятая конструкция скважины не должна допускать гидроразрыва пород при бурении, ликвидации нефтегазопроявлений;
- для изоляции верхних горизонтов необходимо предусмотреть кондуктор, который цементируется до устья.

Остаточные последствия. Остаточные последствия воздействия будут минимальными при условии выполнения вышеизложенных рекомендаций.

Рекомендации по охране вод:

1. Опробование скважин должно проводиться при соответствующем оборудовании скважины, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа, потерь нагнетаемой воды.

2. Эксплуатация скважины не должна производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной.

3. Необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважины и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважины; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн.

4. Освоение скважины после бурения следует производить при оборудовании устья скважин герметизирующим устройством, предотвращающим разлив жидкости, открытое фонтанирование.

5. При обводнении скважины, помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания.

6. Если в процессе работ появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов.

7. На месторождении в целом применяются меры по повышению надежности системы поддержания пластового давления. Обеспечивается замена действующих водоводов сточных вод с достаточно большим сроком службы и ингибиторная защита всех



водоводов, по которым осуществляется закачка сточных вод, а также электрохимическая защита подводящих водоводов.

Гарантией обеспечения безопасного ведения буровых работ является надежная гидроизоляция верхних слоев почво-грунтов вокруг буровой за счет твердых водонепроницаемых покрытий и создание временных емкостей для сбора загрязняющих флюидов и выбросов нефти из скважины с последующим вывозом и очисткой.

Учитывая потенциальную опасность окружающей среде, которая может возникнуть в процессе работ, предусмотрен ряд технических и технологических мер по предотвращению негативного воздействия работ на компоненты окружающей среды:

- вся эксплуатируемая техника будет проходить постоянное техническое обслуживание.
- производственные процессы исключают в рабочем режиме какие-либо стоки на рельеф местности;
- хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся в септик (биотуалет) с последующим вывозом на очистные сооружения специализированной организации по договору;
- внедрение системы контроля за водопотреблением обеспечивает экономичное использование водных ресурсов;
- соблюдение правил сбора, хранения и утилизации отходов обеспечивает охрану поверхностных и грунтовых вод от загрязнения токсичными и вредными веществами.

К профилактическим мероприятиям относятся:

- оценка воздействия объекта на поверхностные и подземные воды, на окружающую среду;
- изучение защищенности поверхностных и подземных вод;
- систематический контроль за исправной работой приборов и оборудования, работающего на предприятии, соблюдением регламента работы предприятия;
- постоянный контроль учета потребления и отведения используемой воды;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения поверхностных и подземных (грунтовых) вод.

Проектом разработан порядок действия при возникновении аварийных ситуаций и способ сбора и удаления загрязняющих веществ. Предусматривается полная оснащенность персонала всеми требуемыми техническими средствами.

Все случаи попадания производственных и хозяйственно-бытовых вод в окружающую среду (почвы и подземные воды) относятся к нештатным – аварийным ситуациям, которые ликвидируются по аварийному плану.

Предусмотренные инженерные решения по водоснабжению, водоотведению и утилизации сточных вод соответствуют требованиям водоохранного законодательства РК. Реализация намеченных мероприятий, надлежащее управление строительными работами, сбор стоков и предупреждение аварийных ситуаций, гарантируют предотвращение негативного влияния на подземные воды.

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

Одним из основных критериев оценки современного состояния подземных вод является их защищенность от внешнего воздействия, то есть перекрытость водоносного



горизонта слабопроницаемыми отложениями, препятствующими проникновению в них загрязняющих веществ с поверхности земли. Защищенность зависит от многих факторов, одним из которых является техногенный, обусловленный условиями нахождения загрязняющих веществ на поверхности земли (условия хранения отходов на полигонах и в накопителях и т. д.) и как следствием этого определяющий характер проникновения загрязняющих веществ в подземные воды.

Условия защищенности одного и того же водоносного горизонта будут различными в зависимости от характера сброса загрязняющих веществ на поверхность земли и их последующей фильтрацией в водоносный горизонт.

Чем надежнее перекрыты подземные воды слабопроницаемыми отложениями, больше их мощность и ниже фильтрационные свойства, больше глубина залегания уровня грунтовых вод (то есть чем благоприятнее природные факторы защищенности), тем выше вероятность защищенности подземных вод по отношению к любым видам загрязняющих веществ, проникающих с поверхности земли. Поэтому при оценке защищенности подземных вод исходят из природных факторов защищенности, и, прежде всего из наличия в разрезе слабопроницаемых отложений.

Учитывая данный фактор можно сделать вывод, что подземные воды на территории расположения месторождения Дунга надежно защищены слабопроницаемыми отложениями горных пород, коэффициент фильтрации которых не превышает 0,8 – 1,7 м/сут. Благоприятным фактором также является глубина залегания грунтовых и подземных вод – от 30 м и ниже.

Однако, нельзя исключать фактор возможного загрязнения подземных вод при эксплуатации скважин месторождения. Источниками воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами нефтяные скважины, нарушающие целостность геологической среды.

Загрязнение грунтовых и подземных вод может происходить в результате проникновения в верхний водоносный горизонт сточных бытовых и технических вод, утечек жидких нефтепродуктов и попутных вод при испытании и эксплуатации скважин. Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух. Следствием этого является изменение химического состава и качества воды.

Загрязнение подземных вод может быть обусловлено межпластовыми перетоками, нарушения целостности скважин и цементации затрубного пространства; нарушения герметичности сальников.

Также одним из источников воздействия на подземные воды могут быть места размещения бытовых отходов и хозяйственно-бытовых сточных вод. Для предотвращения загрязнения подземных вод бытовыми отходами и хозяйственно-бытовыми сточными водами на территории административно-хозяйственного блока предусмотрены специальные контейнеры для сбора ТБО и подземная дренажная емкость для сточной воды. Воздействие от них будет кратковременным и не окажет значительного влияния на уровень и качество грунтовых вод.

Фактор истощения подземных вод на месторождении не рассматривается, поскольку хозяйственно-питьевое и техническое водоснабжение осуществляется за счет привозной воды.

В связи с тем, что для реализации проектных решений предлагается бурение новых эксплуатационных скважин, поэтому в рабочем проекте на строительство скважин должны



быть приняты технические решения, которые гарантируют безопасное проведение всех необходимых нефтяных операций и исключают возможность проникновения по затрубному пространству скважины нефтяных флюидов и загрязнения вышележащих горизонтов.

Все скважины оборудуются специальными устройствами и цементируются до устья, предотвращающими внезапные нефтегазопроявления на устьях выработок. Тип бурового раствора и его параметры по интервалам бурения должны быть подобраны, исходя из горногеологических условий бурения с учетом его наименее вредного воздействия на окружающую среду. Приготовление и обработка бурового раствора производится в циркуляционной системе по замкнутому циклу. Площадка под агрегатно-высечным и насосными блоками, блоком приготовления раствора бетонируется (толщина слоя 10 см.), с устройством бетонированных желобов для стока жидких отходов в специально-обустроенную металлическую емкость. Для предотвращения разлива площадка под агрегатно-высечным и насосным блоками приготовления раствора гидроизолируется глиноцементным составом, уклоном в сторону специальной емкости. Перед проведением работ по испытанию скважин на продуктивность, устье оборудуется фонтанной арматурой и противовыбросовой задвижкой.

Вместе с тем, как показывает мировая практика, мелкие технологические утечки происходят на любом производстве, где происходят технологические процессы, с которыми могут быть сопряжены возможные аварийные ситуации и отказы. В этом случае, главной задачей операторов является недопущение разлива углеводородного сырья и других загрязнителей на поверхность земли, где происходит загрязнение почв и инфильтрация стоков с атмосферными осадками до уровня грунтовых вод. Для исключения этого вида воздействия все технологическое оборудование размещено на специально бетонированных площадках, исключающих попадание загрязнителя непосредственно на почвы и в грунтовые воды.

В целом на данный проектный период разработки месторождения Дунга при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на подземные воды. Комплекс водоохранных мер, предусматриваемый на месторождении Дунга, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

В процессе осуществления намечаемой деятельности, с учетом принятых проектных решений и мероприятий по охране и рациональному использованию водных ресурсов, загрязнения и истощения поверхностных и подземных вод не ожидается. Пересечение водных объектов проектом не предусмотрено. Поскольку проектируемые работы ведутся на удалении от моря (7,5 км), следовательно, воздействие на поверхностные воды исключается.

Таким образом, негативное воздействие на поверхностные воды в процессе проведения проектируемых работ не предполагается.

Воздействие на поверхностные воды при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий, оценивается следующим образом:

Таблица 1.45 - Оценка воздействия на поверхностные воды



Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Варианты 1-4		
отсутствует		

Строительство скважин связано со складированием/ применением на буровых площадках больших объемов потенциально опасных веществ для верхнего горизонта. При должном соблюдении мер, предусматривающих исключение попадания этих веществ/реагентов на поверхность земли, проведение планируемых работ не скажется на состоянии подземных вод и геологической среды.

Кумулятивное воздействие проектируемых и действующих объектов оценивается как ограниченного масштаба, многолетнее, слабой интенсивности.

Новые объекты согласно проекту разработки месторождения могут оказывать влияние на грунты зоны аэрации и первый от поверхности водоносный горизонт подземных вод. Однако необходимо отметить, что в районе размещения объектов, в силу относительно низких фильтрационных параметров отложений величина и скорость естественных потоков грунтовых вод невысоки, поэтому интенсивность развития подтопления и изменения гидрохимического состава грунтовых вод будет очень слабой. Воздействие оценивается как:

Таблица 1.46 - Оценка воздействия на подземные воды

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Варианты 1 - 4		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		

Интегральная оценка воздействия на атмосферный воздух по всем рассматриваемым вариантам разработки (включая рекомендуемый проектом вариант №3) находится в пределах 16 баллов, что соответствует воздействию средней значимости.

При воздействии **«средней значимости»** изменения в среде превышают цепь естественных изменений. Среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Вывод: Анализ проведенных расчетов водопотребления и водоотведения в процессе разработки месторождения Дунга по всем вариантам показывает, что с точки зрения анализа экологического воздействия на водные объекты, воздействие **во всех вариантах** находится в одинаковых градациях и **оценивается как среднее**. Поэтому с экологической точки зрения допустим любой из предложенных вариантов разработки месторождения, при условии соблюдения всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий.

1.5.3 Воздействие на почвы, растительность и животный мир

Территория работ, обозначенная в проекте, располагается за пределами государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

1.5.3.1 Краткая характеристика почв, растительности и животного мира

Почвенный покров. Общей особенностью ландшафта региона месторождения Дунга является его засушливость, с несколькими пересыхающими источниками поверхностных вод и в целом обедненным режимом грунтовых вод. Все зональные почвы на данной



территории являются относительно мелкозернистыми, с малой мощностью покровной мелкоземистой толщи и близким залеганием к поверхности коренных пород известняка, мела и песчаника. Почвы сформированы в четвертичных отложениях и имеют «легкий» песчано-пылевой состав, с высоким содержанием карбонатно-сульфатных солей, при высокой солености и низкой естественной продуктивности. Превалирующими факторами почвообразования являются следующие: низкий режим осадков, продолжительный засушливый сезон в течение лета и осени, высокие скорости ветра, частые пыльные бури, разреженная растительность, низменный рельеф. Все приведенные факторы способствуют опустыниванию и деградации верхнего поверхностного слоя. Значимость подобной почвы для сельскохозяйственных целей невелика и пригодна исключительно для ограниченного выпаса скота.

Техногенные нарушения почв являются наиболее распространенным фактором почвенной деградации. Это включает неупорядоченное движение общественного, изыскательного и сельскохозяйственного транспорта вне установленных дорог, использования тяжелых грузовиков при установке бурового оборудования, строительных сооружений, трубопроводов, силовых линий, коммуникационных систем; развитие карьеров, каналов, населенных пунктов, ферм и зимовок.

Вред, нанесенный техногенными причинами, состоит в утрамбовании и дезинтеграции верхнего слоя почвы. Потеря растительности приводит к потере почвенного органического вещества и разрушении генетического профиля почвы. Подобные факторы способствуют развитию эрозии. Несмотря на общую подверженность почв различных типов техногенному разрушению, наиболее подверженными являются такыры, где отсутствует естественный растительный покров ввиду плотного карбонатноиллювиального почвенного слоя.

Растительность. Согласно ботанико-географического районирования территория месторождения входит в состав Сахаро-Гобийской пустынной области, Ирано-Туранской подобласти, Северо-Туранской провинции, Западно-северотуранской подпровинции. Тип растительности — пустынный (полынно - полукустарничковая, многолетнесолянковополукустарничковая, гипергалофитно-полукустарничковая, полукустарниковая, кустарниковая формации). Видовой состав сообществ небогат. На территории месторождения встречается несколько видов растений, относящихся к редким, эндемичным и занесенным в Красную книгу Республики Казахстан.

Наиболее полно видовое разнообразие растительности представлено весной. К началу июня растительный покров почти полностью выгорает. Наблюдается сложная комплексность растительного покрова, обусловленная характером рельефа и почв. Неоднородность его пространственной структуры определяется разнообразием форм мезо- и микрорельефа. Растительный покров разреженный. Характерны полынные петрофитные, гемипетрофитные и полынные и биюргуновые комплексы пелитофитных пустынь. Доминируют полынные пустыни, представленные несколькими сочетаниями 3 видов: *Artemisia terra-albae*, *A. Gurganica*, *A. lerhiana*. Большую роль играют и многолетнесолянковые сообщества, главным образом тасбиюргуновые (*Nanophyton erinaceum*), меньшую - биюргуновые (*Anabasis salsa*), редки ежовниковые (*Anabasis brachiata*) группировки. Пелитофитные сообщества очень бедны по видовому составу. Часто в них насчитывается всего 1-3 многолетних вида. Гемипетрофитные типы пустынь на суглинистых почвах характеризуются комплексным растительным покровом, причем



обязательными компонентами комплексов являются ценозы полукустарничковых многолетних солянок - тасбиюгуна и ежевника.

На супесчаных почвах формируются более или менее гомогенные злаковополюнные гемипетрофитные пустыни, в состав которых входят не только длительно вегетирующие виды (*Stipa caspia*, *Agropyron fragile*), но и коротковегетирующие (эфемероидные) дерновинные злаки (*Poa bulbosa* и *Catabrosella humilis*). Петрофитные типы пустынь на щебнисто-каменистых почвах по склонам увалов и чинкам характеризуются наиболее сложной структурой сообществ. Они состоят из нескольких содоминирующих синузий: кустарников, полукустарников, полукустарничков, длительно вегетирующих и эфемероидных злаков, осоки, многолетнего петрофитного разнотравья, однолетников. Состав петрофитных сообществ зависит от литологии пород и их возраста. На ряде участков месторождения отмечается пастбищная деградация почвы, а также техногенное нарушение почвенного покрова, ведущие к значительному снижению продуктивности биомассы. Кроме пастбищной ресурсной значимости растительный покров выполняет такие важные функции как противоэрозионную, ландшафтно-защитную и рельефостабилизирующую. Любое нарушение растительности в пустынной зоне стимулирует процессы эрозии, дефляции и дезинтеграции между растительностью и другими факторами, определяющими формирование экосистемы, в связи с чем, степень влияния антропогенного фактора должна быть учтена инициатором хозяйственной деятельности при эксплуатации месторождения.

Территория работ, обозначенная в проекте, располагается за пределами государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

В зоогеографическом отношении территория района месторождения Дунга принадлежит к Устюртскому участку и является одним из типичных участков в Казахстане.

Фауна млекопитающих носит типично пустынный облик. Здесь встречаются широко распространенные пустынные виды, принадлежащие монгольской и туранской фауне и южные пустынные – ирано-афганской и казахстанской пустынной фауне. Степная фауна почти не представлена. Лесная отсутствует. Фауна млекопитающих региона насчитывает 7 отрядов.

Насекомоядные, семейство ежевые, представлено видом ушастый ёж (*Erinaceus auritus*). Ежи концентрируются около жилых комплексов, мест общественного питания и в местах с искусственным ночным освещением, поскольку питаются насекомыми, летящими к источнику света. Ежи часто гибнут в разливах нефти, добывая прилипающих к поверхности мелких нефтяных пятен.

Лисица (*ulpes vilpes*) – обитает на полупустынных участках с юга и юго-востока от месторождения, на малоосвоенной территории. Представители псовых часто преследуются на дорогах при помощи автотранспорта и гибнут под колёсами, в основном это большие или молодые животные. Грызуны представлены 18 видами, из которых 9-широко распространены (тушканчик, суслик, песчанка и др.).

Редкие и исчезающие виды фауны

Еж (Erinaceus aethyopijs) - населяет равнинные территории и некоторые участки с тросами и норами. Видовая плотность достигает 1 ед/га в благоприятные годы, но уменьшается в остальной период.

Пегий нуторак (Diplomesodon pulchellum) - занимает песчаные пустыни, и может по возможности быть обнаружен на проектной территории.



Перевязка (Vormela peregusna) - населяет опустыненные участки и другие типы пустынь. Количественный состав колеблется в зависимости от доступной еды (питается мелкими грызунами).

Косуля (Gazella subgutturosa) - широко распространенный вид для различных родов пустынь – глинистые, каменистые, песчаные. Данный вид может быть обнаружен в подножья гор и обширных возвышенных равнинах. На полуострове Мангышлак данный вид обнаружен спорадически и может быть обнаружен в окрестностях подножья гор и песчаных массивах. Количественный состав косули насчитывает до 20000 единиц на полуострове Мангышлак, и около 1000 единиц данного вида населяет проектной район.

Горная овца (Ovis orientalis) - населяет Мангышлак и плато Устюрт на выходах горных пород, крупных изолированных впадин. Это единственный представитель горных овец Казахстана, который населяет пустынные регионы со строго континентальным климатом. На территории региона Мангышлак обнаружено до 6000 единиц данного вида. Горная овца может быть обнаружена в северной части проектной области Дунга.

Чернобрюхий рябок - как редкий вид внесен в Красную Книгу РК. Относительно обычен в песчаных массивах полуострова и в глинистых пустынях. Распространение связано с наличием водных источников, к которым ежедневно летает на водопой, собираясь на них по утрам и вечерам стаями до 100000 особей.

Состояние почв, растительного покрова и животного мира на территории месторождения Дунга

Данные по мониторингу почв, флоры и фауны, взяты из Программы производственного экологического контроля (ПЭК) объектов месторождения Дунга на 2025 год, разработанный специалистами ТОО «ENVIRS Consulting», в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан «физические и юридические лица, осуществляющие специальное природопользование, обязаны осуществлять производственный экологический контроль», составной частью которого является производственный мониторинг, в том числе мониторинг почвенного покрова, растительного и животного мира.

Мониторинг воздействия на почвы выделяется в общей системе производственного экологического мониторинга окружающей среды на уровне подсистемы и включает в себя:

- ведение периодического мониторинга, обеспечиваемого организацией стационарных экологических площадок (СЭП) для слежения за изменением состояния почв с установленной периодичностью;
- ведение оперативного мониторинга аварийных, других нештатных ситуаций, вызывающих негативные изменения почвенно-растительного покрова, а также на рекультивированных участках – по мере появления таких участков.

Оперативный мониторинг

Проведение оперативного мониторинга диктуется необходимостью постоянного визуального контроля за состоянием нарушенности и загрязненности почвенно-растительного покрова с целью выявления аварийных участков разливов нефти и нефтепродуктов, механических нарушений в местах проведения строительных работ и на участках рекультивации почв. Выявление таких мест обеспечивается специалистами отдела по охране окружающей среды на основании анализа планов проведения работ, журналов регистрации отказов на месторождении, путем визуальных обследований.

На выявленных участках, где обнаружены загрязнение и механические нарушения, необходимо проведение мероприятий по их очистке и рекультивации. После ликвидации



нарушений в границах зоны их влияния разрабатывается схема последующего мониторинга, выбираются репрезентативные площадки для проведения наблюдений за состоянием загрязнения и нарушенности почв. Такие площадки переходят в разряд постоянно действующей сети мониторинга в качестве дополнительных точек наблюдений. В дальнейшем наблюдения на них проводятся по схеме производственного мониторинга на СЭП, в которую могут быть включены дополнительные параметры, определяемые спецификой нарушений и загрязнения. Данные наблюдения проводятся на протяжении всего цикла реабилитации территории.

Мониторинг воздействия на почвы

Мониторинг воздействия на почвы является составной частью системы производственного мониторинга и проводится с целью:

- своевременного выявления и контроля изменений структуры почвенного покрова и состояния почв под влиянием нефтедобычи и связанной с ней производственной деятельностью;
- оценке, прогнозу и разработке рекомендаций по предупреждению и устранению негативных последствий техногенного воздействия нефтедобычи на природные комплексы, рациональному использованию и охране почв;
- созданию информационного обеспечения мониторинга почв.

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

Мониторинг на СЭП является основным в звене производственного мониторинга почв.

СЭП представляет собой условно выбранную площадку (ключевой участок) квадратной формы, с размером сторон 10 на 10 метров, расположенный в типичном месте характеризуемого участка территории (Научно-методические указания по мониторингу земель Республики Казахстан, 1993).

Местоположение СЭП фиксируется на плановой основе, с помощью GPS осуществляется географическая привязка.

При мониторинге загрязнения почв на СЭП наблюдения ведутся как за содержанием приоритетных загрязняющих химических веществ, так и за общими физико-химическими показателями, характеризующими устойчивость почв к загрязнению.

Места заложения СЭП на месторождении Дунга были выбраны в предыдущие годы проведения мониторинга, с учетом пространственного распространения основных почвенных разностей, направления их производственного использования и характера техногенных нарушений, с таким расчетом, чтобы полученная информация наиболее полно характеризовала процессы, происходящие в почвах на территории месторождения, его объектах и прилегающих участках.

Территориальная сеть, созданная в предыдущие годы из 24-х пунктов наблюдения на месторождении Дунга, должна характеризовать весь комплекс техногенного воздействия на почвы с учетом различной степени проявления негативных процессов. Экологические



площадки на месторождении закладывались таким образом, чтобы наблюдения велись на преобладающих почвах различного уровня загрязнения.

Количество заложенных СЭП было определено площадью месторождения Дунга, наличием сложных инженерно-технических сооружений, экологическим состоянием земель и сложностью ландшафтных условий.

Наблюдения, проведенные в предыдущие годы, показали, что состояние почвенного покрова остается относительно стабильным, поэтому в дальнейшем на наблюдательных точках СЭП, настоящей Программой предусматривается продолжение проведения мониторинга почв на 24-х СЭП.

Отбор проб почв выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ 17.4.3.01-83 "Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб почвы" и ГОСТ 17.4.4.02-84 "Охрана природы. Почвы. Методы отбора проб и подготовка проб к химическому, бактериологическому и гельминтологическому анализам".

Периодичность проведения мониторинга воздействия на почвы - 1 раз в полгода.

Мониторинг растительного покрова предполагает решение ряда задач — это своевременное выявление изменений структуры флоры, их оценка, прогноз и выработка рекомендаций по предупреждению и устранению последствий негативных процессов. Конечной целью мониторинга растительного покрова является оценка его состояния для сохранения и повышения производительного потенциала, разработка рекомендаций по рациональному использованию и охране. Периодичность проведения мониторинга растительности - два раза в год (во второй половине весны и в начале осени). Периодичность определена, исходя из состава растительности исследуемой территории, где активную роль играют коротковегетирующие виды (эфемеры и эфемероиды) и наблюдается два вида вегетации (весенний – эфемеров и эфемероидов и осенний – полукустарничков).

Слежение за растительным покровом осуществляется методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния. Особо отмечаются:

- редкие, эндемичные и реликтовые виды растений;
- присутствие видов, развитие которых стимулировано хозяйственной деятельностью;
- признаки трансформации и деградации растительного покрова.

Так же описываются экологические особенности местообитания, где особо отмечаются различные антропогенные воздействия, в том числе и загрязнения.

Динамика растительности изучается по общепринятой геоботанической методике (Полевая геоботаника, 1964...).

Особое внимание при мониторинге должно уделяться соотношению коренных и синантропных видов растений - растительных видов, стратегия которых выражается в адаптационной способности в местах обитания, измененных деятельностью человека.

Мониторинг растительного покрова проводится на всей территории месторождения Дунга путем совершения автомобильных поездок и пеших маршрутов.

Результаты мониторинга растительности, с прилагаемыми описаниями и фотографическими материалами, сделанными в периоды обследования месторождения, оформляются в виде годового Отчета по мониторингу биоразнообразия за 2025 год.



Мониторинг животного мира проводится по единой государственной системе в целях своевременного выявления, предупреждения и устранения последствий негативных процессов и явлений для сохранения биологического разнообразия и обеспечения научно обоснованного использования объектов животного мира.

Изменения состояния среды обитания животного мира, происходящие под воздействием природных и техногенных факторов, в значительной степени будут зависеть от характера техногенных нагрузок на места обитания животных на разных этапах развития инфраструктуры производственных объектов месторождения Дунга. Основными задачами производственного мониторинга за состоянием животного мира являются:

- оценка состояния животного мира;
- определение особо чувствительных для представителей животного мира участков на месторождениях.

Наблюдения за состоянием животного мира являются компонентом общего блока мониторинга биоразнообразия, поэтому обязательны, и включают в себя следующие элементы:

- стандартные методики полевых исследований экологии позвоночных животных;
- мониторинговые площадки;
- периодичность проведения регулярных и оперативных наблюдений;
- выделение наиболее чувствительных для животных участков месторождения.

Методика проведения наблюдений и учетов численности позвоночных видов животных

Основной методикой сбора материала служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и отчасти млекопитающих.

Мониторинг уровня численности и видового разнообразия представителей фаунистического сообщества должны проводиться по стандартным методикам маршрутных учётов, описанным в том числе в следующей литературе - Новиков Г.А., Полевые исследования экологии наземных позвоночных животных. Советская наука, 1949 г. Карпов А.А. и соавт. Опыт использования мониторинга массовых видов пустынных млекопитающих в качестве индикатора экологического благополучия. - В кн.: Научные основы решения экологических проблем Джамбульской области. Джамбул, 1992. Челинцев Н.Г. Методы учета животных на маршрутах// Экология и особенности охраны животного мира. М. 1985. С. 74 – 81. Фенюк Б.К., Пастухов Б.Н., Семенов Н.М. Организация и методические принципы учета численности грызунов противочумными учреждениями// Организация и методы учета птиц и вредных грызунов. Изд-во АН СССР, М., 1963, С.152 - 158).

На учётных маршрутах в ширине полосы 6-8 метров визуально будут учитываться пресмыкающиеся (Reptilia), в полосе 30 метров - грызуны (Rodentia) и мелкие хищники (Mustelidae), зайцеобразные (Leporidae), хищники (Canidae), а в пределах видимости - пернатые (Aves). Будут исследоваться норы, тропы, биологические остатки, следы представителей животного мира, а также маршруты их миграционных перемещений. При обследовании будут определяться следующие категории объектов фауны: - часто встречающиеся виды, доминирующие виды, виды эндемики и редкие виды, внесённые в Красную Книгу Казахстана, потенциально угрожаемые и уязвимые виды, мигрирующие, оседлые и гнездящиеся виды птиц. Будут учитываться и отмечаться гнёзда пернатых, определяться характер распределения объектов фауны по обследуемой территории месторождения. В процессе обследования животного мира будут оцениваться условия



обитания, возможность размножения, кормовая база, наличие и характер убежищ млекопитающих (Mammalia), пернатых (Aves) пресмыкающихся (Reptilia) и земноводных (Amphibia).

Фаунистические мониторинговые площадки. Места закладки фаунистических контрольных и мониторинговых площадок будут определяться при непосредственном обследовании территории месторождения Дунга. Результаты наблюдений на фаунистических площадках послужат материалом для последующего сравнительного анализа. На участках фаунистических наблюдений фиксируются характер растительности и рельефа местности, погодные условия, время наблюдений. При проведении фаунистических исследований обязательной является фотосъемка мест обитания и, при возможности, представителей животного мира.

По результатам фаунистического обследования будут определяться факторы, угрожающие нормальной жизнедеятельности представителей фаунистического комплекса, а также характер и степень антропогенного воздействия. Особенное внимание должно и будет уделяться определению видового состава и численности редких и исчезающих представителей фауны, внесенных в Красную Книгу Казахстана и МСОП.

Периодичность наблюдений. Наблюдения за представителями животного мира рекомендуется проводить дважды в год в весеннее-летний и осенний периоды, что связано, главным образом, с периодом миграции птиц – основных представителей животного мира в регионе.

При проведении наблюдений на СЭП особое внимание уделяется следующим видам животных:

- редким, исчезающим и особо охраняемым видами, внесенным в Красную книгу Казахстана;
- индикаторным в отношении антропогенного воздействия видам.

При проведении исследований фаунистических исследований выделяются наиболее чувствительные для животных участки месторождения, в отношении которых впоследствии будут рекомендованы особые мероприятия по снижению антропогенной нагрузки.

Результаты мониторинга представителей животного мира, с прилагаемыми описаниями и фотографическими материалами, сделанными в периоды наблюдений, оформляются в виде годового Отчета по мониторингу биоразнообразия за 2025 год.

1.5.3.2 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров и растительный мир, мероприятия по его снижению

На территории месторождения был проведен мониторинг растительного и животного мира на 24 СЭП. Экобиоморфный анализ показал, что по числу видов в сложении травостоя преобладают травянистые однолетники. В целом по месторождению в ходе проведения наблюдений было отмечено 7 семейств, из них полукустарников – 6 видов, кустарников – 7 видов, трав – 4 вида. Большинство из них ксерофиты и ксерогалофиты. Проективное покрытие почвы растениями неравномерное, колеблется от 15 до 85%.

В отчетном периоде экологического мониторинга развитие растений не имело аномальных признаков антропогенного воздействия. Редких, эндемичных и реликтовых видов растений в ходе визуального обследования не обнаружено. Видовой состав животного мира на территории месторождения Дунга невысокий вследствие экстремальных факторов среды и бедности кормовой базы.



На основе полученных данных можно сделать вывод, что деятельность человека в любом ландшафте для сохранения видов и экосистем должна быть в умеренных масштабах, т.е. наиболее приемлемый принцип активного и разумного управления хозяйственной деятельностью, в частности производственное освоение месторождения.

Визуальные наблюдения за растительностью показали, что состояние растительных сообществ отклонений не имеет, и соответствуют сезону года.

Изменения состояния среды обитания животного мира, происходящие под воздействием природных и техногенных факторов, в значительной степени зависят от характера техногенных нагрузок на места обитания животных на разных этапах развития инфраструктуры месторождения. Основными задачами производственного мониторинга за состоянием животного мира являются:

- оценка состояния животного мира на стационарных экологических площадках;
- определение особо чувствительных для представителей животного мира участков на месторождениях.

Методика проведения наблюдений и учетов численности позвоночных видов животных. Основной методикой сбора материала служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и отчасти млекопитающих. Определяемые параметры: пешие маршруты, визуальные наблюдения за состоянием фауны.

Фаунистические мониторинговые площадки. Места закладки контрольных и мониторинговых площадок совпадают с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности.

При проведении наблюдений на СЭП особое внимание уделяется следующим видам животных:

- редким, исчезающим и особо охраняемым видам;
- индикаторным в отношении антропогенного воздействия видам.

При проведении исследований выделяются наиболее чувствительные для животных участки месторождения, в отношении которых должны применяться особые меры по снижению антропогенной нагрузки. Животный мир представлен пресмыкающимися, паукообразными и млекопитающими (грызуны), птицами. Наибольшей заботе со стороны человека должны подвергаться все виды животных, которые представляют научную ценность и требуют бережного отношения к себе. В связи с этим первоочередной задачей для их сохранения и восстановления является запрещение охоты на территории месторождения и в прилегающих регионах.

К основным факторам негативного потенциального воздействия разработки месторождения Дунга на почвы и ландшафты в целом можно будет отнести:

- *изъятие земель* для добывающих и нагнетательных скважин, дорог, расположение технологического оборудования, места складирования и хранения отходов производства и другие инженерно-технические сооружения;
- *механические нарушения* почвенного покрова при езде по бездорожью и не санкционированным дорогам, при установке технологического оборудования и строительстве скважин;
- *загрязнение* почв нефтепродуктами и сопутствующими токсичными химическими веществами вследствие утечек углеводородного сырья при технологических операциях, отходами производства и потребления, и т.д.

Обычно загрязнения нефтью и нефтепродуктами приводят к значительным изменениям физико-химических свойств почв. Так, разрушение слабых почвенных



структур и диспергирование почвенных частиц сопровождается снижением водопроницаемости почв. За счет загрязнения нефтью в почве резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим и нарушает корневое питание растений. Кроме того, нефть, попадая на поверхность земли и впитываясь в грунт, сильно загрязняет почву и подземные воды. Почва самоочищается очень медленно, путем биологического разложения нефти.

Вредное действие нефти на почву и растительность усиливается при наличии в ней высокоминерализованных пластовых вод. Пластовые и сточные воды содержат различные вредные вещества (газ, нефть, соли и т.д.), из-за своей токсичности отрицательно действуют на живые организмы и растительность. При разливе высокоминерализованных вод на плодородный слой земли вероятный период восстановления почвы – около 20 лет.

К числу химических соединений, загрязняющих почву, относятся и канцерогенные вещества, такие как полициклические ароматические углеводороды (ПАУ). В эту группу входят до 200 реагентов, в том числе бенз(а)пирен и др. Основные источники загрязнения почвы канцерогенами – выхлопные газы автотранспорта и технологическое оборудование. В почву канцерогены поступают из атмосферы вместе с крупно- и среднедисперсными пылевыми и сажевыми частицами, при утечке нефтепродуктов, особенно отработанных смазочных материалов. Интенсивность канцерогенного загрязнения зависит от мощности источников загрязнения, удаленности от него исследуемой территории, направления ветра и других факторов.

Несмотря на высокую скорость разложения органических веществ в условиях сухого жаркого климата, почвы исследуемой территории малоустойчивы к загрязнению, что обусловлено слабой гумусированностью, легким механическим составом с преобладанием песчаных фракций, низкой емкостью поглощения, незначительной буферной способностью.

Влияние проектируемых работ на *почвенные ресурсы по каждому из рассматриваемых вариантов* можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-ех лет и более.
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя** (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи.

Основными загрязнителями почвенного покрова и растительности являются углеводородное сырье, пластовые и сточные воды, отработанные растворы.

Загрязнение поверхности почв возможно на всех этапах проведения разработки месторождения Дунга. Но наибольшие загрязнения возникают на стадиях работ по бурению и испытанию скважин. При проведении данного вида работ возможно возникновение нефтегазоводяного фонтана. Фонтанирование, сопровождаемое выбросом газа, воды и



нефти происходит за счет увеличения пластового давления. Выброс может возникнуть неожиданно и начаться довольно бурно в чрезвычайно короткий период времени. Последствиями неуправляемого фонтанирования могут явиться порча оборудования, остановка ремонтных работ и даже пожар. В целях предупреждения и предотвращения фонтанирования необходимо осуществлять утяжеление глинистого раствора и герметизацию устья скважины противовыбросным оборудованием.

Соблюдение регламента работ, осуществление ряда дополнительных технологических решений с целью увеличения надежности работы оборудования и проведения природоохранных мероприятий сведут к минимуму воздействие на почвенный покров.

В период эксплуатации вновь вводимого технологического оборудования воздействие на почву возможно при разливе нефти и пластовых вод в случае разгерметизации трубопроводов, емкостей и оборудования.

Характер нарушений и степень нарушенности природных комплексов под влиянием хозяйственной деятельности человека зависят от вида и тяжести нагрузок, а также от внутренней устойчивости самих экосистем. Бурение скважины и их эксплуатация оказывают многоплановое влияние на природные экосистемы. При этом происходят техногенные механические нарушения почвенно-растительного покрова, и даже полная его гибель на отдельных участках, загрязнение углеводородами, вторичное засоление за счет минерализованных пластовых вод, буровых растворов, засоленных глин, выброшенных на поверхность, а также загрязнение бытовыми и производственными отходами и мусором. Дальнейшая эксплуатация месторождения будет проходить таким образом, что все большая площадь будет вовлекаться в хозяйственный оборот. Сетка скважин будет уплотняться. Будут вводиться новые объекты на свободных площадях. При этом все новое строительство не будет выходить за границы горного отвода для месторождения. При строительстве объектов промплощадок на месторождении, будут преобладать техногенные механические нарушения почвенно-растительного покрова. Такие нарушения хотя и носят локальный характер, но всегда сопровождаются менее сильными, но более значимыми по площади нарушениями почв и растительности на прилегающих территориях.

При сооружении дорог на каждые 100 м путей нарушается около 200 г земель. Устойчивость почв, как и экосистем в целом, при равных механических нагрузках, зависит от совокупности их морфогенетических и физико-химических характеристик, а также ведущих процессов, протекающих в них. Это, прежде всего механический состав почв, наличие плотных генетических горизонтов, степень покрытия поверхности почв растительностью, задернованность поверхностных горизонтов, содержание гумуса, наличие в профиле, особенно в поверхностных горизонтах, легкорастворимых солей и гипса, состав поглощенных катионов, прочность почвенной структуры, характер увлажнения (тип водного режима). Часто на роль ведущего фактора, определяющего устойчивость почв к механическим антропогенным воздействиям, выходит водный режим, выражающийся в характере их увлажнения.

В процессе эксплуатации скважин в природные ландшафты могут попадать углеводороды, подземные минерализованные воды, растворы, химические реагенты, кроме того, территория может загрязняться производственными отходами, бытовым мусором и пр. При этом может наблюдаться вторичное засоление почв, нефтехимическое загрязнение с насыщением почв и образованием битумных кор, загрязнение тяжелыми металлами и



даже радионуклидами. Характер загрязнения будет определяться составом углеводородов и пластовых подземных вод.

Восстановление продуктивности почв, засоленных пластовыми водами, потребует проведение сложных мелиораций, связанных с дренажом и отводом минерализованных вод, промывкой, рассолением и рассолонцеванием почв, внесением химвосстановителей, органических и минеральных удобрений. Поэтому попутные пластовые воды, извлекаемые при разведке и добыче углеводородного сырья, необходимо надежно изолировать в специальных хранилищах или использовать в замкнутом цикле для поддержания пластового давления.

Углеводороды могут попадать в природные ландшафты при аварийных ситуациях. Они оказывают ингибирующее влияние на рост и развитие растений. Кроме того, в них присутствуют канцерогены полициклические углеводороды (нафталаны, аценафтенены, флуорены, фенантрены, пирены, хризены и бензопирен).

При загрязнении почв углеводородами наибольшее воздействие испытывает поверхностный гумусовый горизонт, действующий как комплексный геохимический фильтр (барьер), удерживающий большую часть ингредиентов. Наиболее глубоко проникают в почву легкие фракции углеводородов и сильно минерализованные подземные воды.

Углеводороды, попадая на земную поверхность из анаэробной обстановки с замедленными темпами геохимических процессов, оказываются в качественно новых условиях существования аэризуемой среды. Изменение нефти в почвах, ее деградация происходит под влиянием трех основных взаимосвязанных и взаимообусловленных факторов (процессов) - физических, химических и микробиологических.

Физические процессы ведут к испарению легких фракций, вымыванию и рассеиванию за пределы первичного ореола загрязнения части углеводородов. Это приводит к значительному снижению токсичности и уменьшению концентрации углеводородов. Однако этот процесс нельзя назвать самоочищением, так как нефтепродукты не минерализуются и загрязняют сопряженные ландшафты.

Химические процессы приводят к образованию водорастворимых соединений, асфальто-смолистых веществ и нерастворимых в органических растворителях продуктов типа оксикеритов и гуминокеритов, то есть битуминозные вещества в почвах постепенно гумифицируются. Этот процесс идет необратимо с большей или меньшей скоростью.

Биологический процесс разложения углеводородов обеспечивается, прежде всего углеводородоксилирующими микроорганизмами, способными в энергетическом обмене окислять углеводородные субстраты. В умеренно загрязненной почве возрастает численность и активность многих групп микроорганизмов. Параллельно с этим происходит все более глубокое окисление содержащихся в почве углеводородов. В южных районах активность микроорганизмов выше, чем в северных, что указывает на зависимость скорости разложения нефтепродуктов от гидрометрических условий территории.

Токсичность углеводородов находится в прямой зависимости от их состава (содержания парафинов, битумов, легких фракций, сернистых соединений), способности к испарению и микробиологическому разложению, от плотности и вязкости. Считается, что угнетение растений начинается, когда количество мазута в почве превышает один килограмм на квадратный метр. По влиянию загрязнения на почвенные микроорганизмы установлено, что при слабой степени загрязнения, когда концентрация углеводородов в профиле не превышает 0,7 мг на 1 кг почвы, количественный состав почвенных



микроорганизмов изменяется слабо; при умеренной - до 50 мг/кг, отмечаются заметные количественные и качественные изменения состава почвенных микроорганизмов; при сильной и очень сильной- 300 мг/кг происходит резкое изменение и полное подавление развития почвенных микроорганизмов и ингибирование микробиологических процессов.

В составе нефтепродуктов наибольшей токсичностью обладают легкие фракции, а среди них в первую очередь следует отметить канцерогенные полициклические ароматические углеводороды (группа ПАУ), способные вызывать в живых организмах злокачественные опухоли. В этой группе одним из самых активных и распространенных загрязнителей является бензпирен, предельно допустимая концентрация которого в почве определяется в 0,02 мг/кг. В почве, загрязненной бензпиреном, из-за разбалансировки почвенного микробиоценоза нарушаются процессы самоочищения, в том числе, задерживаются процессы отмирания бактерии групп кишечной палочки.

Негативное воздействие большей части легких фракций хотя и сильное, но кратковременное так как они в условиях жаркого климата быстро испаряются. Парафины и битумы менее токсичны, но попадание их в почву существенно изменяет водно-воздушный режим, приводит к уплотнению и цементации (гудронизации) почв.

В естественных процессах самоочищения почв от загрязнения углеводородами ведущая роль принадлежит микроорганизмам. Они используют органические соединения как субстрат для своего роста и развития, активно размножаются и при этом способствуют удалению из окружающей среды нефтепродуктов. Сдерживающим факторам биологической активности в таких условиях является дефицит почвенной влаги. Микроорганизмы способны возвращать в безвредной форме в биологический кругооборот продукты углеводородной трансформации, что определяет их ведущую роль в процессах очищения нефтезагрязненных почв.

Следовательно, существует определенная связь между скоростью разложения нефтепродуктов, то есть способностью почв к самоочищению от органических загрязнителей, и биологической активностью почв, которая тем выше, чем благоприятнее складываться в почве содержание органического вещества. То есть, по биологической активности почв можно судить об их способности самовосстановлению при попадании в них нефтяных органических загрязнителей.

Таким образом, при разработке месторождения природные экосистемы будут испытывать очень сильные внешние нагрузки, часто приводящие к не восстановимым изменениям. Влияние будет проявляться в механических нарушениях и загрязнении экосистем. Исходя из морфологических и физико-химических свойств и значительной разреженности растительного покрова на территории месторождения, при его дальнейшей разработке будут происходить значительные механические техногенные нарушения. Эти нарушения будут создавать благоприятные условия для широкого проявления дефляционных процессов с загрязнением и засолением окружающей территории.

Механические нарушения почвенно-растительного покрова будут способствовать деградации экосистем.

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных углеводородами земель до их нормального функционирования будет происходить замедленно. Показателем нормального функционирования, по М.А.Глазовской, является количество и качество создаваемого вновь живого вещества, то есть, биопродуктивность восстановленных экосистем не должна понижаться, а в биомассе не должны накапливаться химические



вещества в количествах, нарушающих жизненные функции, в почвенной биоте должен сохраняться полезный генофонд.

Следует отметить, что процесс биологической рекультивации, фитомелиорации почв и бактериального разложения углеводов в пустынных условиях в значительной степени будет ограничиваться недостатком влаги в почвах, поэтому при проведении комплекса работ необходимо предусматривать искусственное орошение.

Мероприятия по сокращению воздействия на почвы и растительный покров

Территория работ, обозначенная в проекте, располагается за пределами государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий. Защита растительного покрова при строительных работах обеспечивается за счет строгого соблюдения технологии проведения работ и предотвращения аварийных ситуаций, оперативного устранения последствий в случае их возникновения.

Учитывая слабые компенсационные возможности местной флоры, экстремальные природные условия предусмотрены мероприятия, направленные на защиту растительного покрова.

Для эффективной охраны почвенно-растительного покрова от механических нарушений и загрязнения и сведения к минимуму их негативных последствий необходимо проведение следующих мероприятий:

- все работы, связанные с технологическими процессами, проводятся только в пределах оборудованных площадок, а проезд транспортной техники по бездорожью исключается;
- герметизация всех технологических процессов;
- необходимо неукоснительное соблюдение санитарно-гигиенических требований, норм по хранению ГСМ, утилизации отходов, хранения и транспортировки бытовых и технологических отходов. Все твердые отходы складироваться в контейнеры для дальнейшей транспортировки на утилизацию в специализированную компанию по договору;
- обеспечения нормального безаварийного функционирования всех производственных объектов, а также строгое следование предусмотренным проектом мер по минимизации негативного воздействия на почвенно-растительный покров;
- озеленение на территории предприятия и ближайшего населенного пункта.

Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды для охраны земельных ресурсов на месторождении Дунга выполняется:

- производственный мониторинг за состоянием почвенного покрова территории месторождения и на границе СЗЗ;
- постоянный контроль герметичности трубопроводов и оборудования, замена старого оборудования на новое для предотвращения утечек и разливов углеводородной смеси (замена ЗРА, ФС, сальниковых набивок и др.).

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на месторождении Дунга проводятся и в дальнейшем будут проводиться следующие мероприятия:

- использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;



-
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
 - восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов;
 - инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов;
 - в случаях аварийных ситуаций - проведение механической зачистки почвенных горизонтов, загрязненных нефтью, с последующей их биологической обработкой.
 - проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

Рассматриваемый проект составлен с учетом соблюдения единых технических правил ведения работ, утвержденных в установленном порядке. Рассмотрены все возможные воздействия на почвенные ресурсы и разработаны технические решения, направленные на предупреждение и устранение загрязнений.

Цемент, песок, глинопорошок и химические реагенты запроектировано хранить в складском помещении, снабженном гидроизолированным настилом и навесом.

Химические реагенты будут привозиться на площадку работ, и храниться на складе в заводской упаковке. Дизельное топливо, отработанные и свежие масла будут храниться в герметичных емкостях, снабженных мерными трубками и дыхательными клапанами.

Для уменьшения воздействия на почвенный покров разработан ряд организационно-технических решений и мер:

- планировка поверхности технологических площадок при монтаже и демонтаже;
- наличие плана работ по восстановлению и выводу из эксплуатации площадки бурения с последующей его реализацией;
- гидроизоляция и обваловка участков под технологическое оборудование;
- установка сооружений для временного сбора и хранения твердых и жидких отходов;
- гидроизоляция мест размещения емкостей для хранения цементного раствора, сточных вод и отходов;
- вывоз строительных отходов и прочих на места их складирования и утилизации;
- установка металлических поддонов в местах возможных утечек от технологического оборудования;
- разработка мероприятий по ликвидации аварий с перечнем средств и способов сбора и удаления загрязнений с территорий;
- проведение работ по технической рекультивации по мере завершения ремонта.

В случае монтажа и демонтажа буровой установки в соответствии с проектом должен отвечать следующим требованиям:

- технологическая площадка должна быть спланирована в насыпи;
- участки под оборудование, склад химических реагентов и ГСМ, емкости для приготовления и хранения раствора и электродогревательную должны быть обвалованы и гидроизолированы;
- необходимо по контуру площадки обустроить железобетонные лотки для аккумуляции и транспортировки сточных вод под уклоном в сторону места сбора стоков;
- обеспечить герметичность циркуляционной системы.

Основными источниками загрязнения почв в период эксплуатации может являться технологическое оборудование (насосы, емкости) и трубопроводы нефти и пластовой воды.



Загрязнение может происходить при неплотном соединении в сальниках насосов, задвижек, при разгерметизации труб, емкостей и т.д.

Для предотвращения разливов углеводородного сырья и пластовых вод все технологическое оборудование и трубопроводы изготавливается из высококачественных материалов и покрываются антикоррозионной защитой. Перед пуском в эксплуатацию все технологическое оборудование и трубопроводы подвергается испытанию на прочность и герметичность.

С целью недопущения попадания загрязняющих веществ в грунт, площадки под технологическое оборудование выполняются с укаткой насыпи и гравийным покрытием, минимальная высота насыпи 0,8 м.

Кроме того, для предотвращения загрязнения почвы отходами производства и потребления предусмотрен раздельный сбор отходов в герметичные контейнеры (емкости), размещаемые на специальных площадках (не более 6 месяцев), с последующим вывозом автотранспортом специализированной организации в места утилизации по договору.

1.5.3.3 Оценка воздействия намечаемой деятельности на почву и растительный покров

Хозяйственный ущерб от дальнейшей разработки месторождения при строгом соблюдении проектных решений и рекомендаций, будет незначительным, так как его территория может использоваться только в качестве низкопродуктивных сезонных пастбищ.

Попадание загрязняющих веществ в почвы при разработке месторождения возможно за счет загрязнения воздуха выбросами предприятия и выпадением загрязняющих веществ на земную поверхность в результате работы оборудования и технологических установок месторождения, выбросов выхлопных газов автотранспорта и спецтехники. Почвы месторождения отличаются повышенным содержанием карбонатов и щелочной реакцией pH. При выпадении из атмосферы веществ, имеющих кислую реакцию, они будут вступать в реакции обмена с почвенными карбонатами (преимущественно карбонатом кальция) с образованием нейтральных химических соединений. **Проявление кумулятивного эффекта** и изменения свойств почв – не ожидается. Мощная карбонатная система пустынных почв способна выдержать достаточно высокие нагрузки без существенного смещения реакции среды в сторону подкисления, вследствие чего интенсивность воздействия ожидается незначительная.

Основными факторами негативного воздействия на почвенный покров прилегающих территорий при эксплуатации технологических объектов являются возможное загрязнение почв наряду с выбросами в атмосферу, также сточными водами, твердыми отходами. Прямое воздействие этих факторов на естественный почвенный покров исключено проектными решениями. При ведении работ будет проводиться сбор и утилизация всех видов сточных вод и отходов, согласно требованиям законодательства РК.

Наземные органы растений весьма активно реагируют на повышение концентрации химических элементов в почве, увеличивая их содержание в тканях и накапливая выше уровня, необходимого для обеспечения нормального роста и развития. Наиболее токсичны для растений такие газы, как сернистый ангидрид, окислы азота. Токсичные газы сосредотачиваются, главным образом, в хлоропластах и митохондриях, вызывая нарушение процессов фотосинтеза и дыхания. Рядом исследований показано, что явления солеустойчивости и газоустойчивости растений взаимосвязаны. Чем выше



солеустойчивость, тем выше и газоустойчивость растений и наоборот. В условиях месторождения Дунга, где флора устойчива к засолению предполагается, что эта устойчивость и в отношении атмосферного загрязнения достаточно высока.

Тяжёлые металлы, оказывающие наибольшее негативное воздействие на растительность не характерны для состава выбросов в атмосферу от технологических установок и оборудования месторождения. Аккумуляции загрязняющих веществ в тканях растений также препятствует относительно не долгий срок жизни местной флоры.

При долговременной (многолетней) эксплуатации объектов месторождения возможно проявление кумулятивного химического воздействия, как на почвы, так и на растительность вследствие осаждения загрязняющих веществ из атмосферного воздуха. В настоящий момент последствия кумулятивного воздействия не отмечаются. Результаты производственного мониторинга, проводимого на объектах месторождения Дунга, доказывает, что в настоящее время накопления ЗВ в почвах не выявлено, вследствие чего негативного влияния на растительность – также не происходит.

Прямое воздействие на растительность прилегающих территорий будет незначительным в связи с хорошей рассеивающей способностью атмосферы, достаточно низкими концентрациями большинства загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы и низкой восприимчивостью растений к относительно высоким концентрациям загрязняющих веществ. Влияние химического загрязнения атмосферы на растительные сообщества в мировой практике недостаточно изучено. Предельно допустимых концентраций для растительности не установлено. В связи с этим устойчивость растительности к воздействию рассматривается совместно с устойчивостью почв.

Косвенное воздействие на растительность может быть связано с загрязнением почвы, вызванным выпадением загрязняющих веществ из атмосферного воздуха. В результате возможно, проникновение загрязняющих веществ в организм растений при дыхании или корневом питании. Пустынные почвы отличаются повышенным содержанием карбонатов и щелочной реакцией почвенных суспензий. При выпадении из атмосферы веществ, имеющих кислую реакцию, они будут вступать в реакции обмена с почвенными карбонатами (преимущественно карбонатом кальция) с образованием труднорастворимых солей кальция. Однако количество выпадающих на почву соединений серы и азота недостаточно для того, чтобы вызвать изменения в почве и косвенно в растениях.

Таким образом, воздействие в результате загрязнения растительности при разработке месторождения будет ограниченным по площади (с учетом всех источников), многолетним по продолжительности и умеренным по интенсивности.

В целом воздействие планируемых работ на состояние почвенного покрова и растительность, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

Таблица 1.47 - Оценка воздействия на почвы и растительность

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Варианты 1 - 4		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Умеренная 3 балла
Интегральная оценка 24 балла – воздействие средней значимости		

Анализ прогнозов возможного воздействия на почву и растительный мир в процессе разработки месторождения Дунга по всем вариантам показывает, что:



Все варианты разработки предусматривают бурение и ввод в эксплуатацию новых скважин, соответственно, площадь воздействия возрастает с увеличением их количества. Однако, учитывая, что все работы будут проводиться на ранее отведенной территории и дополнительного отвода не требуется, а после проведения работ предусматривается рекультивация, то интегральная оценка воздействия на почвенно-растительный покров по всем рассматриваемым вариантам разработки (включая рекомендуемый проектом вариант №3) находится в пределах 24 баллов, что соответствует воздействию средней значимости.

При воздействии «средней значимости» изменения в среде превышают цепь естественных изменений. Среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Необратимого воздействия на почвы и растительность в процессе реализации всех вариантов разработки месторождения, при условии выполнения всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий, не ожидается. Поэтому, с экологической точки зрения допустима реализация любого из предложенных вариантов.

1.5.3.4 Характеристика ожидаемого воздействия на животный мир и мероприятия по его снижению

Территория промышленно освоена, на данном месторождении техногенная деятельность проводится много лет. Пути миграции краснокнижных животных на территории месторождения и близ него не выявлены.

В период проведения работ по реализации рассматриваемого проекта влияние на представителей животного мира может сказываться при воздействии следующих факторов:

- прямых (изъятие или вытеснение части популяций, уничтожение части мест обитания и т.д.);
- косвенных (сокращение площади мест обитания, качественное изменение среды обитания).

Влияние работ, производимых на территории месторождения, на биоценозы выражается, главным образом, в резком сокращении площадей обитания животных в результате изъятия земель под планируемое строительство. Проведение таких видов работ, как прокладка дорог, рытье траншей и котлованов, трансформация и загрязнение почвенно-растительного покрова, фактор беспокойства и т.д. – все эти факторы способны вызвать как количественное, так и качественное изменение состава фауны данного региона.

За счет изменения режима увлаженности, загрязнения производственно-бытовыми отходами может уменьшиться число пустынных и эндемичных видов животных, увеличиться численность биологически пластичных видов, неизбежно появление санантропных видов. Рост численности грызунов привлечет сюда некоторых хищных млекопитающих, которые, по – видимому, найдут себе укромные уголки для норения.

На участках с нарушенным почвенно-растительным покровом произойдет резкое сокращение численности пресмыкающихся (ящерицы, змеи) и некоторых наземно-гнездящихся птиц.

Определенное влияние проводимые работы окажут на крупных млекопитающих (сайгу), которые будут вытеснены из зоны прямого воздействия (фактор беспокойства, прямое преследование и пр.). При проведении различного рода строительных работ возможна гибель животных в траншеях. Большую угрозу животным представляют автодороги с бетонным и асфальтовым покрытием. Интенсивное движение и большая скорость передвижения автотранспорта также могут быть причиной гибели животных. В



связи с этим, необходимо ограничивать скорость движения транспорта до 60 км/час, а на отдельных участках дорог выставлять дорожные знаки, указывающие на повышенную опасность столкновения с животным.

Выпадения загрязняющих веществ из атмосферы может вызвать загрязнение почв и нарушение процесса фотосинтеза растений, в результате чего может нарушиться качество и продуктивность местообитаний животных (косвенное воздействие). Однако, учитывая качество почв и незначительную концентрацию ЗВ в приземном слое атмосферы за пределами СЗЗ, ожидаемое воздействие будет минимальным.

Кумулятивное воздействие проявляться практически не будет, вследствие высокой динамичности и пластичности животного мира к изменяющимся условиям окружающей среды. Воздействия загрязнения атмосферного воздуха на фауну будет ограниченным, многолетним и незначительным.

Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных намечаемой деятельностью не предполагается.

Воздействие намечаемой деятельности на редкие, исчезающие и занесенные в Красную книгу виды животных не ожидается.

На территории месторождения в условиях естественной свободы возможны встречи с объектами животного мира, в том числе с редкими и находящимися под угрозой исчезновения животными. Субъекты, осуществляющие хозяйственную и иную деятельность, указанную в пунктах 1 и 2 статьи 17 Закона «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира», обязаны: при разработке проектно-сметной документации предусматривать средства для осуществления мероприятий по обеспечению соблюдения требований подпунктов 2) и 5) пункта 2 статьи 12 Закона: «при осуществлении деятельности, которая воздействует или может воздействовать на состояние животного мира и среду обитания, должно обеспечиваться соблюдение следующих основных требований: сохранение среды обитания, условий размножения, путей миграции и мест концентрации объектов животного мира».

Природоохранные мероприятия

Проектом предусмотрены мероприятия по уменьшению воздействия на животный мир, согласно требованиям ст. 245, 257 Экологического кодекса ЗРК № 400-VI от 2 января 2021 года РК, требований статьи 17 Закона РК от 9 июля 2004 года № 593 «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- движение автотранспорта осуществлять только по отсыпанным дорогам с небольшой скоростью, с ограничением подачи звукового сигнала;
- соблюдение норм шумового воздействия и максимально возможное снижение шумового фактора на окружающую фауну;
- соблюдение норм светового воздействия и максимально возможное снижение светового фактора на окружающую фауну;
- запрет на охоту на территории месторождения;
- принятие административных мер в целях пресечения браконьерства на территории месторождения;



- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных;
- проведение мониторинга за прогнозом изменений фауны района планируемой деятельности.

Для охраны фауны должны проводиться следующие мероприятия:

- создание условий для беспрепятственного пересечения животными искусственных сооружений, преграждающих их миграционные пути. Для этого в сооружениях (заборах, изгородях, трубопроводах и др.) необходимо оставлять проходы для животных шириной 50-100 метров на каждые 1-2 км;
- траншеи не должны быть длительное время не закопанными;
- не допускать засорения земель промышленными отходами.

Осуществление всех вышеуказанных мероприятий позволит уменьшить наносимый растительному и животному миру вред до минимально-возможных пределов.

1.5.3.5 Оценка воздействия намечаемой деятельности на животный мир

В целом воздействие планируемых работ на животный мир, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

Таблица 1.48 - Оценка воздействия на животный мир

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Варианты 1 - 4		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		

Анализ прогнозов возможного воздействия на животный мир в процессе разработки месторождения Дунга по всем вариантам показывает, что:

Все варианты предусматривают строительство и ввод в эксплуатацию новых скважин и нового оборудования, соответственно, площадь воздействия возрастает с увеличением их количества. Однако, учитывая, что все работы будут проводиться на ранее отведенной территории и дополнительного отвода не требуется, а после проведения работ предусматривается рекультивация, то интегральная оценка воздействия на почвенно-растительный покров по всем рассматриваемым вариантам разработки (включая рекомендуемый проектом вариант №3) находится в пределах 16 баллов, что соответствует **воздействию средней значимости**.

При воздействии «средней значимости» изменения в среде превышают цепь естественных изменений. Среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет. Учитывая, что рассматриваемая территория уже много лет находится в освоении, видовой состав местной фауны значительно обеднен, воздействие на животный мир ожидается в градациях среднего для всех из рассматриваемых вариантов.

Необратимого воздействия на почвы и растительность в процессе реализации всех вариантов разработки месторождения, при условии выполнения всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий, не ожидается. Поэтому, с экологической точки зрения допустима реализация любого из предложенных вариантов.

1.5.3.6 Рекультивация нарушенных земель

В соответствии со ст. 238 Экологического Кодекса Республики Казахстан «недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица



при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель».

При выборе направления рекультивации нарушенных земель должны быть учтены:

- 1) характер нарушения поверхности земельного участка;
- 2) природные и физико-географические условия района расположения объекта;
- 3) социально-экономические особенности расположения объекта с учетом перспектив развития района и требований охраны окружающей среды;
- 4) необходимость восстановления основной площади нарушенных земель под пахотные угодья в зоне распространения черноземов и интенсивного сельского хозяйства;
- 5) необходимость восстановления нарушенных земель в непосредственной близости от населенных пунктов под сады, подсобные хозяйства и зоны отдыха, включая создание водоемов в выработанном пространстве и декоративных садово-парковых комплексов на отвалах вскрышных пород и отходов обогащения;
- 6) выполнение на территории промышленного объекта планировочных работ, ликвидации ненужных выемок и насыпи, уборка строительного мусора и благоустройство земельного участка;
- 7) овраги и промоины на используемом земельном участке, которые должны быть засыпаны или выположены.

До начала строительства скважины: планировка площадки под буровое оборудование 50х80 м и под склад ГСМ 15х20 м.

По окончании строительства скважины производится техническая рекультивация отведенных земель. Техническая рекультивация включает в себя следующие виды работ:

- очистку территории от мусора и остатков материалов;
- сбор, резку и вывоз металлолома;
- планировку площадки.

1.5.3.7 Предложения по организации производственного мониторинга почв, растительного и животного мира

Работы на месторождении Дунга ведутся уже много лет, и добывающая компания имеет утвержденную Программу производственного экологического контроля, согласно которой на предприятии проводится производственный мониторинг за состоянием почвенного покрова, растительного и животного мира.

Таким образом, на период реализации проектных решений по проведению строительства производственный мониторинг за состоянием почвенного покрова, растительного и животного мира рекомендуется продолжить в общем комплексе существующих мониторинговых исследований на месторождении.

Дополнительных исследований в рамках данного проекта не предусматривается.



1.5.4 Воздействие на недра

1.5.4.1 Факторы негативного воздействия на геологическую среду (недра)

Геологическая среда представляет собой многокомпонентную, весьма динамичную, постоянно развивающуюся систему, находящуюся под влиянием инженерно-хозяйственной деятельности, в результате чего происходит изменение природных геологических и возникновение новых антропогенных процессов. Весьма существенное влияние на геологическую среду оказывают предприятия нефтегазодобывающей промышленности. Техногенно-геологические взаимодействия приурочены к месторождениям и промыслам нефти и газа. При этом основными видами изменений геологической среды является образование техногенных грунтов, преимущественно техногенно-переотложенных и техногенно-образованных.

Нефтегазовое производство воздействует на геологическую среду «сверху» (с поверхности) и «снизу» (из массива горных пород). Воздействие «сверху» происходит при обустройстве месторождений и включает как обычные работы, связанные с освоением территории (строительство производственных помещений и дорог, прокладка коммуникаций и т.п.), так и специфические виды воздействий, характерные для нефтяных промыслов (строительство и эксплуатация скважин, сбор, подготовка и транспорт продукции).

Основными источниками воздействия на геологическую среду «сверху» являются технологические продукты и отходы производства, циркулирующие и накапливающиеся в поверхностных сооружениях. В случае негерметичности или переполнения этих сооружений жидкости растекаются и переносятся поверхностными водотоками. Основным механизмом проникновения загрязнителей в подземные горизонты является инфильтрация вместе с поверхностной водой. Наибольший ущерб наносят аварийные выбросы и фонтанирование подземными флюидами, в особенности нефтью.

Воздействие нефтегазодобывающей промышленности на геологическую среду «снизу» происходит при строительстве и ремонте скважин. При разработке месторождений основные изменения происходят в самих нефтесодержащих пластах. Часть ранее нефтенасыщенного порового пространства замещается водой или газом, преобразуется химический состав пластовой воды и нефти, особенно интенсивно эти процессы происходят при закачке в пласт воды из поверхностных водоисточников. Развивается сероводородное загрязнение за счет жизнедеятельности сульфатосодержащих бактерий. Происходит взаимодействие нагнетательной воды с пластовой водой и породой. При этом протекают химические реакции с выпадением в осадок новообразованных минеральных солей, усиливаются процессы выщелачивания минералов скелета нефтеносных пород. Происходят существенные изменения в водоносных горизонтах при использовании их для добычи подземных вод.

В связи с интенсивной разработкой нефтегазовых месторождений в Западном Казахстане сильно возросли техногенные нагрузки на геологическую среду. Появляется большое число опасных и экологически хрупких объектов.

В результате антропогенной деятельности могут произойти изменения части геологической среды. В случае добычи нефти и газа геологические процессы в литосфере могут привести даже к катастрофическим последствиям, таким как землетрясения, оползни, просадки поверхности, обвалы, медленные движения, изменения уровня подземных вод, трещинообразование, заводнение и др.



При освоении нефтегазовых месторождений нарушается поверхностный и подземный сток. Изменяются фильтрационные и физико-механические свойства грунтов, проявляются процессы заболачивания, изменяется напряженное состояние пород в массиве. Происходят местные и региональные просадки поверхности, переформирование гидрогеологических условий, усиление или ослабление условий водообмена, образование новых водоносных горизонтов, смещение вод, изменение уровней, напоров, скоростей и направления движения, изменение химического газового состава и температуры. Могут происходить вторичные изменения, фильтрационные деформации пород, дегазация пород, образование «антропогенных грифонов и гейзеров». В результате происходящих антропогенных воздействий возможны изменения естественных физических полей: гравитационных гидродинамических, термических, геохимических и др.

1.5.4.2 Технологические аспекты воздействия на геологическую среду (недра)

В процессе бурения и эксплуатации скважин с точки зрения оценки воздействия на геологическую среду основное внимание уделяется созданию надежных конструкций. Они должны обеспечивать предотвращение:

- заколонных и межколонных перетоков жидкостей, минерализованных вод, нефти, газа в атмосферу и на поверхность земли, в горизонты, залегающие над эксплуатационными объектами;
- аварийного фонтанирования;
- образования грифонов;
- возникновения зон растепления и просадки устьев скважин;
- деформации, смятия и срезания колонн и др.

Из существующих геофизических методов исследования технического состояния скважин для оценки герметичности заколонного пространства в настоящее время наиболее эффективно может быть использован метод высокочувствительной термометрии в комплексе с АКЦ или СГДТ. Инструментально наличие притока определяется путем вызова циркуляции жидкости между двумя спецотверстиями с помощью пакера. Исследование герметичности эксплуатационной колонны производится опрессовкой пакером с применением расходомерии и термометрии.

Одной из распространенных причин потери герметичности обсадных колонн скважин является электрохимическая коррозия наружной поверхности труб. С целью оценки допустимого уменьшения толщины стенок труб и определения параметров электрохимзащиты периодически проводят замеры падения напряжения вдоль колонны. Работы по устранению дефектов обсадных труб включают изоляцию дефектов и повторную герметизацию их соединительных узлов.

При обработке призабойной зоны пласта и применении технологии воздействия на пласт необходимо провести специальные исследования обоснования рабочих реагентов и оценки их взаимодействия с породами, пластовыми жидкостями, с металлом труб и оборудования при различных температурах и давлении. Особое внимание должно быть уделено возможному перетоку закачиваемого реагента через литологические окна или по заколонному пространству, утилизации попутных вод, образованию техногенных вод при закачке пресных поверхностных вод с высоким содержанием кислорода. При строительстве и эксплуатации скважин экологическую опасность представляет грифообразование (выход



газа, нефти, пластовой воды из-под земли), причиной которого являются вертикальные перетоки флюидов из залежи в непродуктивные отложения через ствол скважин.

В ходе эксплуатации скважин вертикальные перетоки пластовых флюидов возможны при нарушении герметичности обсадных колонн и цементного камня за колоннами. Причинами повышения межколонных давлений являются: негерметичность резьбовых соединений обсадных труб и колонных головок, потеря эластичности сальниковых уплотнений и герметизирующих материалов вследствие их старения, технические и технологические погрешности при заключительных работах по обвязке скважин, низкое качество цементирования и недоподъем цемента в заколонном пространстве до устья или в части ствола скважин.

Проблема ликвидации межпластовых перетоков и межколонных давлений стоит чрезвычайно остро практически на всех месторождениях.

Перетоки газа, воды, нефти или конденсата из пласта в пласт и подъем флюида на дневную поверхность через затрубное пространство после строительства скважин - довольно частое явление.

Межколонные проявления нередко начинаются сразу же после пуска скважины в эксплуатацию. Нужно отметить, что в некоторых скважинах температура нефти в устье составляет 70°C. Поэтому температурные изменения дополнительно деформируют обсадную колонну. Много неприятностей приносят межколонные проявления и межпластовые перетоки с давлением 3 МПа и выше. В этом случае в затрубном пространстве устанавливают обратный клапан, который снижает давление в коллекторе до 0,5-1 МПа. В зимний период он промерзает и перестает работать.

Существует много точек зрения на причины таких проявлений. Однако авторы едины в том, что непереносимое условие качественной проводки крепления ствола скважины - создание герметичных соединений обсадных труб и высококачественного цементного кольца.

К числу требований, предъявляемых к цементному камню, следует отнести способность тампонажного раствора при твердении создавать непроницаемые контакты между стенками скважины и тампонажным камнем. Практика показывает, что цементирование скважин раствором из чистого портландцемента имеет ряд отрицательных моментов. Вследствие недостаточной седиментационной устойчивости раствора камень имеет низкие деформативные и адгезионные свойства, высокую проницаемость и недолговечность. Прочностные свойства камня резко снижаются при температуре 80 °C вследствие перекристаллизации гидратов и образования свободной извести. При введении песка (до 40%), а также аэросила (0,03-0,05%), глинопорошка или бентонитовой глины (3%) значительно увеличиваются срок службы цементного камня и повышаются его прочностные свойства по отношению к агрессивным средам (солевой коррозии). Газопроницаемость такого камня на порядок ниже, чем образцов из стандартного портландцемента.

Из всех существующих методов поддержания пластового давления и увеличения приемистости скважин наиболее широко используется закачка пресных (или минерализованных) вод с применением специальных реагентов (щелочи, ПАВ, полимеры).

Кроме того, необходимо своевременно проводить ремонтно-изоляционные и ремонтно-восстановительные, а также ликвидационные работы.



1.5.4.3 Оценка воздействия проектируемых работ на геологическую среду (недра)

На территории месторождения при реализации проекта не ожидается какого-либо рода сейсмических проявлений, обусловленных антропогенной деятельностью. Изменение физико-механических свойств пород, слагающих продуктивные пласты, не ожидается.

В процессе эксплуатации проектируемых скважин воздействие на геологическую среду, главным образом, возможно в процессе откачки нефтегазовой смеси. Отбор углеводородного сырья из недр изменяет напряженно-деформированное состояние огромных массивов пород и может стать причиной сейсмических проявлений.

Одним из таких проявлений является просадка земной поверхности, которая может достигать нескольких метров. Большие осадки дневной поверхности происходят при длительном отборе нефти, когда продуктивный пласт сложен мощной песчано-глинистой толщей. Отбор пластового флюида вызывает значительное снижение порового давления в пласте и его вторичную консолидацию. По мере отбора нефти все возрастающую часть веса вышележащего массива воспринимает продуктивный пласт. Наиболее опасны горизонтальные смещения и неравномерные оседания земной поверхности, которые могут привести к авариям нефтегазопроводов и других инженерных сооружений.

Следует отметить, что при интенсивном законтурном заводнении процесс оседания земной поверхности проявляется незначительно либо прекращается. При эксплуатации залежей в карбонатных породах, как правило, сильных просадочных явлений земной поверхности не возникает.

Для предотвращения снижения порового давления залежей на месторождении Дунга действует система поддержания пластового давления путем закачки воды в пласт.

Воздействие при эксплуатации новых объектов и объектов действующего производства на геологическую среду, неразрывно связано ввиду разработки одного и того же месторождения углеводородов. **Кумулятивная (совокупная) значимость воздействия при эксплуатации – слабая.**

В целом воздействие при проведении планируемых работ на геологическую среду (недра), при соблюдении проектных технических и природоохранных требований, можно оценить:

Таблица 1.49 - Оценка воздействия на недра

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Варианты 1 - 4		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		

Интегральная оценка воздействия по всем рассматриваемым вариантам разработки, включая **рекомендуемый проектом вариант №3**, находится в пределах 16 баллов, что соответствует воздействию *средней значимости*. При воздействии «средней значимости» изменения в среде превышают цепь естественных изменений. Среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Следовательно, с точки зрения воздействия на недра может быть реализован любой из предложенных вариантов разработки месторождения, при условии выполнения всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий.



1.5.4.4 Природоохранные рекомендации по предотвращению возможного негативного воздействия на геологическую среду (недра)

Проектами строительства (бурения) скважин будет предусмотрено использование в верхнем интервале скважины экологически безопасных буровых растворов, все компоненты которых будут иметь паспорт безопасности вещества.

Предотвращение межпластовых перетоков подземных вод достигается обеспечением высокого качества крепи скважины.

Технология крепления скважины учитывает опыт крепления ранее пробуренных скважин. Интервалы испытания скважины изолируются с двух сторон цементными мостами, что обеспечивает предотвращение межколонных перетоков пластовых флюидов.

Охрана недр

Охрана недр при проведении работ по строительству скважин на месторождении Дунга должна проводиться в соответствии с Законом «О недрах и недропользовании».

Мероприятия по охране недр должны, прежде всего, быть направлены на высокую экологическую и экономическую эффективность при наименьшем отрицательном воздействии на состояние окружающей среды.

Мероприятия по охране недр в процессе строительства скважин предусматривают:

- геологические исследования, направленные на полную и достоверную оценку месторождения;
 - рациональное и комплексное использование природных ресурсов на всех этапах технологического процесса;
 - защита недр от обводнения, пожаров и других стихийных бедствий, усложняющих эксплуатацию месторождения;
 - предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважины;
 - учет и контроль запасов основных полезных ископаемых;
 - предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, обвалов стенок скважин, перетоков нефти, газа и воды в пласте;
 - изоляцию пробуренных скважин;
 - герметичность обсадных колонн и надежность их цементирования;
 - правильное выполнение работ по ликвидации и консервации скважин.
- Общими экологическими требованиями на стадиях недропользования являются:
- сохранение земной поверхности;
 - предотвращение техногенного опустынивания;
 - сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель в связи со строительством или ликвидацией скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов добычи и переработки минерального сырья;
 - предотвращение ветровой эрозии почвы, отвалов и отходов производства;
 - изоляция поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения;
 - предотвращения истощения и загрязнения подземных вод;
 - применение нетоксичных реагентов при приготовлении промывочных жидкостей;
 - очистка и повторное использование буровых растворов;



-
- очистка и повторное использование пластовой воды в системе поддержания внутрипластового давления.

Охрана недр в процессе разбуривания площади

При разбуривании площади работы должны проводиться таким образом, чтобы не допустить межпластовых, межколонных перетоков и обеспечить качественное вскрытие продуктивных горизонтов с сохранением естественных свойств пластов.

С точки зрения охраны недр проектом предусмотрены полимерные буровые растворы плотностью, не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами, что ведет к снижению скорости бурения, ухудшению качества промывки ствола скважины, поглощению бурового раствора, увеличению расхода химических реагентов, увеличению объемов отходов.

С целью сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, которые могут возникнуть при вскрытии, проектом предусматривается использование ингибированных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям:

- низкое содержание твердой фазы;
- достаточная биоразлагаемость, не засоряющая пласт;
- в качестве утяжелителя бурового раствора необходимо использовать кислоторастворимые карбонатные материалы.

С целью сохранения технологических показателей бурового раствора предусматривается пятиступенчатая очистка бурового раствора от выбуренной породы, что также уменьшает количество отходов, подлежащих размещению в окружающей среде.

Рекомендуемые системы бурового раствора отвечают основным экологическим требованиям, предъявляемым буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов.

Компоненты бурового раствора, используемые при бурении, после сбора и очистки не окажут вредного влияния на окружающую среду в силу отсутствия эффекта суммации, поскольку они состоят из воды, биополимеров и инертных материалов.

На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газоводопроявлением или открытым фонтанированием, на буровой установке устанавливается комплекс противовыбросового оборудования. Он включает в себя универсальную превенторную установку со станцией управления и штуцерный манифольд. Превенторная установка представляет собой сочетание одного плашечного и одного универсального превенторов. На плашечном превенторе установлены трубные плашки, с помощью которых можно загерметизировать устье скважины при наличии в ней бурильных труб, обеспечивая возможность проведения работ по глушению проявлений. Применение передовых технологий и надежного оборудования значительно снижают риск загрязнения окружающей среды вследствие аварий. Поэтому основным фактором воздействия на окружающую среду при проведении буровых работ остается сбор отходов и их утилизация. Применение малотоксичных реагентов для приготовления и обработки буровых растворов, безусловно, снижают отрицательное воздействие на окружающую среду. Учитывая особое значение экосистемы площади, буровая компания будет работать по принципу «безамбарный метод».



В процессе буровых работ должен быть принят ряд проектных решений по обеспечению «*безамбарного метода*». В основном это касалось жидких отходов и бурового шлама. Была поставлена задача по сбору, разделению и хранению отходов по видам и обеспечению перегрузки их на транспортные средства. Выбуренный шлам после отделения его на виброситах собирается в металлические контейнеры, которые по мере их заполнения вывозятся на полигон специализированной организации для последующей обработки и утилизации шлама по договору. Контейнеры возвращаются обратно на буровую для последующего использования. Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, после осветления и очистки частично могут повторно использоваться для нужд бурения. Отработанный буровой раствор также накапливается в емкостях для последующей химобработки и возможности использования при дальнейшем бурении и цементировке скважины.

По окончании бурения все неиспользованные отходы бурения, в том числе нефтесодержащие сточные воды, вывозятся в специализированную организацию для дальнейшей утилизации, переработки.

Охрана недр при проведении строительства скважин

При проведении работ на всех стадиях технологического процесса необходимо принимать во внимание охрану недр.

Ремонтные операции должны вестись строго равновесно без проявления флюидов и поглощения технологических растворов.

На этапе проведения проектируемых работ необходимо в полной мере обеспечить качественное вскрытие продуктивных пластов с сохранением естественных свойств пласта.

Немаловажную роль в обеспечении всех требований по охране недр играет выбор растворов, не влияющих на коллекторские свойства пласта.

С точки зрения охраны окружающей среды предлагаемый данным проектом цементный раствор отвечает всем необходимым требованиям. Компоненты раствора подобраны таким образом, чтобы предотвратить негативное воздействие на окружающую среду.

Работы по цементированию скважины необходимо проводить с учетом следующих требований:

- выбор материалов для цементирования скважин необходимо проводить, учитывая горно-геологические условия месторождения;
- температурный интервал применения цемента в чистом виде должен составлять не менее 20 °С и не более 55 °С.
- цемент для цементирования скважины должен обладать коррозионной устойчивостью к агрессивным средам.

Охрана недр в процессе крепления

Одной из наиболее ответственных операций в строительстве скважины, проводимые с целью недопущения загрязнения недр является цементирование скважины. Качество проводимого цементирования оказывает существенное влияние на экономические и экологические показатели работы скважины, цементирование предполагает выполнение следующего комплекса мероприятий:

- подбор материалов и химических реагентов для цементирования скважин с учетом горно-геологических условий на месторождении;
- пластовых давлений, пластовой температуры, градиента гидроразрыва пластов;



- выбор в качестве базового цемента с повышенной сульфостойкостью, в связи с высокой минерализацией пластовых вод месторождения;
- температурный интервал применения цемента в чистом виде должен составлять от 20 до 55°C;
- цемент должен характеризоваться низким водоотделением, ускоренным набором прочности в ранние сроки твердения при низких температурах. Эти свойства данного цемента позволяет рекомендовать его в качестве основного для цементирования скважин на месторождении.

Требования к тампонажному раствору по водоотдаче в проекте определяется следующими факторами:

- наличием в разрезе скважин пород с различной проницаемостью (глины, песчаники), при прохождении которых степень обезвоживания цементного раствора будет не одинакова;
- набухание глин под воздействием фильтрата;
- снижение проницаемости пристволенной зоны скважины (загрязнением продуктивной части) в результате отфильтровывания жидкой фазы. Введение эффективных регуляторов свойств тампонажного раствора предотвращает вышеперечисленные осложнения, позволяет создавать на фильтрующей поверхности плотную малопроницаемую цементную корку. Эта способствует получение плотного контакта цемент-порода, что особенно важно при наличии водоносных пластов с высокой минерализацией, служит условием соблюдения охраны недр.

Для предотвращения межпластовых флюидоперетоков, которые могут образоваться на начальной стадии твердения цемента, проектом предусматривается ускоренное формирование цементного камня и набор достаточной прочности в ранние сроки твердения. Добавка ускорителя обязательна для тампонажного раствора при цементировании кондуктора.

С целью лучшего образования равномерного цементного кольца за обсадной колонной и обеспечение плотного контакта цементного камня, как с поверхности обсадной колонны, так и с различными горными породами в стволе скважины, проектом рекомендуется применение центраторов.

Для предотвращения смешения и загрязнения цементного раствора, обеспечения максимально возможной полноты вытеснения промывочной жидкости цементным раствором, проектом рекомендуется использовать комбинированную буферную жидкость.

Данное мероприятие на стадии цементирования обеспечит реализацию требований регламента по охране недр.

Мероприятия по предупреждению коррозии крепления скважины

Коррозионная стойкость крепления скважин определяется, прежде всего, стойкостью составляющих ее элементов, а именно механической и коррозионной стойкостью обсадных колонн и цементного камня, а также надежностью сцепления цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины.

В качестве базового цемента для крепления скважин выбраны облегченные и нормальные цементы, а также добавки: КМЦ, цемент, кальцинированная сода и т.д., которые обеспечивают получение эффективного тампонажного раствора с пониженной водоотдачей из которого формируется за колонной непроницаемый для пластовых флюидов цементный камень. Наличие такой цементной оболочки позволяет обеспечивать



защиту металла обсадных труб от агрессивного воздействия пластовых минерализованных вод при условии хорошей адгезии цементного камня с колонной и стенками скважины.

Надежность сцепления цементного камня с колонной и стенками скважины определяется состоянием и подготовкой ствола скважины, которые зависят, в свою очередь, от правильного выбора типа и состава бурового раствора (промывочной жидкости) и технологии цементирования. Наличие в составе цементного раствора ингибитора глин, предотвращающего их разбухание, также способствует улучшению качества сцепления цементного камня со стенками скважины.

Разработанный состав бурового раствора характеризуется пониженной водоотдачей и ингибирующим воздействием на глинистые породы, представленные в разрезе скважины, что позволяет формировать ствол скважины с минимальной кавернозностью и тонкой легкоудаляемой глинистой коркой. Излишки глинистой корки, которые могут сформироваться в интервале проницаемых пород, удаляются специальной буферной жидкостью, которая закачивается непосредственно перед цементированием.

Технология цементирования, включающая в себя, кроме вышеназванной буферной жидкости, наличие специальной технологической оснастки, турбулентный режим закачки цементного раствора, расхаживание колонны во время всего процесса цементирования обеспечивают удаление излишков глинистого раствора со стенок скважины и обсадных колонн.

Таким образом, предусмотренный в техническом проекте комплекс мероприятий при бурении и цементировании скважин обеспечивает хорошее сцепление цементного камня со стенками скважины и обсадных колонн, чем достигается надежная защита обсадных колонн и предупреждение крепи скважины в интервале цементирования.

Охрана недр в процессе испытания пластов в колонне

Проектом предусматривается максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов при вторичном вскрытии. Буровой раствор в обсадной колонне меняется на воду со специальными добавками. Уровень в колонне снижается на 150-170 метров. Производится перфорация на кабеле и вызов притока.

Освоение скважины будет производиться при оборудованном устье скважины надежным герметизирующим устройством, предотвращающим разлив жидкости, открытое фонтанирование.

При разработке месторождения должен проводиться обязательный комплекс гидродинамических и промыслово-геофизических исследований и измерений. В комплекс будут обязательно включены исследования по своевременному выявлению скважин с негерметичными колоннами. При обводнении скважины, помимо контроля за обводненностью продукции, будут проводиться специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину, источника поступления и глубины залегания.

Во избежание потерь пластовой энергии предусматривается проводить регулярные замеры забойных давлений скважины, не допуская снижения давления ниже давления насыщения нефти газом.

После окончания ремонтных работ (испытания) и демонтажа оборудования необходимо проведение мероприятий по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с нормативными требованиями.



1.5.5 Воздействие физических факторов

1.5.5.1 Оценка возможных физических воздействий, а также их последствий

Проектируемые работы создадут определенное беспокойство живым организмам, вследствие повышения уровня шума, вибрации, искусственного освещения, движения автотранспорта и физической активности персонала.

Из физических факторов воздействия на окружающую среду и людей в период осуществления проектных работ можно выделить следующие типы воздействий:

- шумовое;
- вибрационное;
- электромагнитное.

Шумовое воздействие

Шум является неизбежным видом воздействия на окружающую среду в процессе выполнения проектируемых работ.

Величина шума зависит от ряда факторов, в том числе от технического состояния транспорта, дорожного покрытия, интенсивности движения, времени суток, конструктивных особенностей дорог и др.

Шум является неизбежным видом воздействия на окружающую среду при выполнении сейсморазведочных работ. В силу специфики проектируемых работ уровни шума будут изменяться в зависимости от используемых видов техники (оборудования).

При проведении планируемых работ источником шума будет являться дизельные двигатели буровых установок, спецтехника и автотранспорт.

Ожидаемые уровни шума от предполагаемых источников на участках работ представлены в таблице 1.51.

Таблица 1.50- Уровни шума от различных видов техники и оборудования

Техника	Уровень звука на расстоянии 1 м от оборудования, дБА	Расстояние (м)						
		10	20	50	60	1000	1500	2000
Дизельные электростанции (66-200кВт)	92	88	84	77	76	52	44	-
Грузовой автомобиль: - двигатель мощностью 75-150 кВт; -двигатель мощностью 150 кВт и более	83	79	75	68	67	43	-	-
	84	80	76	69	68	44	-	-
Бульдозер	90	86	82	75	74	50	42	-

Источники: BS 5228, 1997, Справочник, Рыбальский, 95, ГОСТ 27436 «Внешний шум автотранспортных средств. Допустимые уровни и методы измерения», Сулейманов, Л.И. Вейхайзер, Недра, 1990 «Шум и вибрация в нефтяной промышленности».

Снижение уровня звука от источника при беспрепятственном распространении происходит примерно на 3 дБ при каждом двукратном увеличении расстояния, снижение пиковых уровней звука – примерно на 6 дБ. Поэтому с увеличением расстояния происходит постепенное снижение среднего уровня звука.

При удалении от источника шума на расстояние до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение уровня звука происходит медленнее. Проектом производства работ следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характера и состояния прилегающей территории, наличия звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельеф территории.



Воздействие на население техника и оборудование проектируемых работ оказывать не будет, так как ближайший населенный пункт располагается на расстоянии не менее 1,5-2,0 км от участка работ. В соответствии с ГОСТ 27409-97 реализация мероприятий по защите персонала позволит обеспечить на рабочих местах допустимый уровень шумового воздействия.

Соблюдение действующего законодательства в части использования техники и оборудования, соответствующих ГОСТу, является основным мероприятием по защите от шума персонала и населения.

Проектными решениями применены строительные машины, которые обеспечивают уровень звука на рабочих местах, не превышающий 80 дБ, согласно требованиям, ГОСТ 12.1.003-2014 Межгосударственный стандарт. Система безопасности труда. «Шум. Общие требования безопасности». Шумовые характеристики оборудования должны быть указаны в их паспортах.

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике применения, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

Для индивидуальной защиты от шума предусмотрено применение противошумных вкладышей, перекрывающих наружный слуховой проход; защитных касок с подшлемниками.

Технологическое оборудование в период эксплуатации может оказывать шумовое воздействие на окружающую среду.

Шумовые характеристики применяемого оборудования соответствуют нормативным ПДУ и не создадут шумового загрязнения на границе санитарно-защитной зоны предприятия.

Проведенные акустические расчеты шумового воздействия на территории месторождения Дунга, показали отсутствие превышения предельно -допустимых уровней на границе санитарно-защитной и ближайшей жилой зоны. Протокол результатов расчета и карты-схемы расчетных изофон представлены в Приложении 8.

Вибрационное воздействие

По своей физической природе вибрации тесно связаны с шумом. Вибрации представляют собой колебания твердых тел или образующих их частиц. В отличие от звука, воспринимаемого только ушами, вибрация воспринимается различными органами и частями тела.

Вибрация приводит к снижению производительности труда, нарушает деятельность центральной нервной системы, способствует заболеваниям сердечно-сосудистой системы.

Вибрация возникает вследствие вращательного или поступательного движения неуравновешенных масс двигателя и механических систем машин.

В высокопористых водонасыщенных грунтах интенсивность и дальность распространения вибрации в 2-4 раза выше, чем в песчаных или плотных скальных (обломочных) грунтах. При наличии в дорожной одежде слоев из зернистых несвязных материалов ускорение вибрации снижается в 1,5-2 раза.

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в применении конструктивных мероприятий на пути распространения колебаний и соблюдении технологических параметров работы оборудования.



Для снижения вибрации и уменьшения влияния ее последствий, как на человека, так и на окружающий животный мир необходимо выполнение следующих мероприятий:

- установление на работающем оборудовании гибких связей, упругих прокладок и пружин;
- установление вибрирующего оборудования на самостоятельный фундамент;
- сокращение (для обслуживающего персонала) времени пребывания в условиях вибрации;
- применение (для обслуживающего персонала) средств индивидуальной защиты.

Электромагнитное воздействие

Неконтролируемый постоянный рост числа источников электромагнитных излучений (ЭМИ), увеличение их мощности приводят к тому, что возникает электромагнитное загрязнение окружающей среды. Высоковольтные линии электропередач, трансформаторные станции, электрические двигатели, персональные компьютеры (ПК), широко используемые в производстве – все это источники электромагнитных излучений. Беспокойство за здоровье, предупреждение жалоб должно стимулировать проведение мероприятий по электромагнитной безопасности. В этой связи определяются наиболее важные задачи по профилактике:

- заболеваний глаз, в том числе хронических;
- зрительного дискомфорта;
- изменения в опорно-двигательном аппарате;
- кожно-резорбтивных проявлений;
- стрессовых состояний;
- изменений мотивации поведения;
- неблагоприятных исходов беременности;
- эндокринных нарушений и т.д.

Мероприятия по снижению физического воздействия

Мероприятия по снижению уровня шума сводятся к снижению шума в его источнике, применение, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

Все технологическое оборудование выбирается таким образом, чтобы обеспечить бесшумную и эффективную работу.

Установки монтируются на виброизолирующих основаниях, уменьшающих звуковые вибрации строительных конструкций.

Для установок, имеющих подвижные части, предусмотрены соответствующие зазоры для изоляции установок от конструкций зданий с помощью противовибрационных опор, обеспечивающих снижение до минимума передачу шума и вибрации.

Вследствие влияния электромагнитных полей, как основного и главного фактора, провоцирующего заболевания, особенно у лиц с неустойчивым нервно-психологическим или гормональным статусом все мероприятия должны проводиться комплексно, в том числе:

- возможные системы защиты, в т.ч. временем и расстоянием;
- противопоказания для работы у конкретных лиц;
- соблюдение основ нормативной базы электромагнитной безопасности.



1.5.5.2 Характеристика радиационной обстановки в районе работ, природных и техногенных источников радиационного загрязнения. Радиационная безопасность

Изменения радиационной обстановки под воздействием природных факторов носят крайне медленный характер и сопоставимы со скоростью геологического развития района. Однако, вмешательство человека в природные процессы зачастую способно вызвать очень быстрые необратимые изменения естественной обстановки, и для избежания нежелательных последствий хозяйственной деятельности необходимо знать, как современное состояние окружающей среды, так и факторы возможного изменения ситуации.

Критериями оценки радиационного состояния объектов в данной работе приняты следующие градации:

1. «В пределах допустимого уровня». Величина МЭД внешнего облучения не превышает уровень вмешательства, установленный в Гигиенических нормативах к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МЗ РК от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71 равный 0,5 мкЗв/час на высоте 1 м от источника излучения.

2. «Превышает уровень вмешательства». Величина МЭД внешнего облучения на поверхности оборудования превышает величину 0,5 мкЗв/час, но ниже 5 мкЗв/час.

3. «Радиоактивное загрязнение». Значимое радиоактивное загрязнение, уровень МЭД превышает величину 5 мкЗв/час. Исходя из среднего времени работы персонала на таких объектах в год (2048 часа), при данных уровнях МЭД может быть превышена годовая доза по внешнему облучению, установленная в Гигиенических нормативах к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МЗ РК от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71.

Современная радиозэкологическая ситуация на территории месторождения Дунга обусловлена сочетанием природных и антропогенных факторов. Ведущее значение в формировании радиозэкологической ситуации на участке принадлежит природному распределению радиоактивных элементов.

Работы по строительству и эксплуатации проектируемых объектов на месторождении Дунга предусматривается проводить в строгом соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МЗ РК от 15.12.2020 г. № ҚР ДСМ-275/2020 и «Гигиеническими нормативами к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МЗ РК от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71, согласно которым необходимо:

- вокруг территорий проектируемых объектов обозначить санитарно-защитную зону и наблюдательные зоны;
- обеспечить ежемесячный контроль за радиоактивной загрязненностью оборудования проектируемых объектов, насосно-компрессорных труб, продуктопровода, водоводов.

Предельная доза облучения для персонала группы В (как непосредственно не работающих с источником ионизирующего излучения, но по размещению их рабочих мест могут подвергнуться воздействию радиоактивных веществ) составляет 0,5 БЭР за календарный год.

Радиологические исследования, которые необходимо проводить на проектируемых объектах включают в себя следующие измерения:

- МЭД (по гамма-излучателям);



-
- удельная альфа-активность;
 - удельная бета-активность;
 - эффективная удельная активность;
 - исследование флоры участков техногенного воздействия.

Анализ данных исследований позволит иметь исчерпывающую информацию для текущего и перспективного планирования мероприятий по снижению техногенного воздействия производственных факторов на окружающую среду.

Кроме того, данные исследований позволят принять конкретные технические решения, обеспечивающие оптимальную защиту окружающей природной среды при эксплуатации скважин.

Мероприятия по радиационной безопасности

При работе с радиоактивными отходами должны быть учтены все виды лучевого воздействия на персонал и население, предусмотрены защитные мероприятия, снижающие суммарную дозу от всех источников внешнего и внутреннего облучения до уровней, не превышающих предельно-допустимой дозы (ПДД), или предела для соответствующей категории облучаемых лиц.

Работы по эксплуатации месторождения предусматривается проводить в строгом соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МЗ РК от 15.12.2020 г. № ҚР ДСМ-275/2020 и «Гигиеническими нормативами к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МЗ РК от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71.

Согласно указанным документам предусмотрены следующие работы:

1. Проведение замеров радиационного фона на территории скважин.
2. Проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности.
3. Эффективная доза облучения природными источниками для всех работников не должна превышать 5 мЗв в год (любые профессии производства).

Согласно данной инструкции необходимо:

- вокруг буровой обозначить санитарно-защитную и наблюдательную зоны, размеры которых согласовать с Департаментом по защите прав потребителей Мангистауской области, в зависимости от степени радиоактивности, поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения выбросов радиоактивности в атмосферу;
- отходы с повышенной радиоактивностью собирать в специальные контейнеры и вывозить в места захоронения радиоактивных отходов;
- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;
- предельная доза облучения для членов буровой бригады - 0,5 БЭР за календарный год.

Работающий персонал должен быть обеспечен спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Ответственность за готовность к применению средств индивидуальной защиты несет технический руководитель организации, за правильность их использования непосредственно на месте проведения работ – исполнитель работ.



Сбор радиоактивных отходов на предприятии должен производиться непосредственно на местах их образования и включать в себя сбор отходов, временное хранение, удаление и обезвреживание.

При выделении природных радиоактивных аномалий, обусловленных породными комплексами геологических образований с повышенными концентрациями естественных радионуклидов, необходимо также учесть возможность использовать их как местные строительные материалы, содержания радионуклидов в которых регламентируются соответствующими санитарно-гигиеническими нормативами.

Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места хранения нефти и ее транспорта, бурильные трубы, места разливов нефти.

В случае вскрытия пласта с повышенной радиоактивностью предусматривается произвести отбор проб на исследование следующих компонентов: шлама или керна горных пород, бурового раствора на выходе из скважины, отходов бурения и самой нефти.

В случае обнаружения пластов с повышенной радиоактивностью, необходимо: получить разрешение уполномоченных органов на дальнейшее углубление скважины; вокруг буровой обозначить санитарно-защитную зону.

В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мкЗв, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с «Гигиеническими нормативами к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МЗ РК от 02 августа 2022 г.

Обобщение и анализ результатов работ по радиационной обстановке на нефтепромыслах позволил выявить ряд закономерностей, что основными причинами радиоактивного загрязнения, связанного с добычей, подготовкой и транспортировкой нефти или пластовой воды являются:

- сбросы углеводородосодержащих пластовых вод на поля испарения;
- скопление ржавчины, солей, отработанные накопители фильтров;
- металлоотходы;
- действующее оборудование.

Основная масса радиоактивного площадного загрязнения связана:

- с наличием пластовых вод в отходах бурения;
- с поступлением пластовых вод на поверхность почвы.

Основной вид воздействия этого загрязнения на население – через ветровой перенос пыли, поверхностный и подземный сток воды, выпас домашних животных на загрязненной территории и нахождение там человека.

Радиологические исследования, которые необходимо проводить на скважине, включают в себя следующие измерения: МЭД (по гамма-излучателям); удельная альфа-активность; удельная бета-активность; эффективная удельная активность; исследование флоры участков техногенного воздействия.

Рекомендации по снижению радиационного риска

Предусмотренные проектом меры по обеспечению радиационной безопасности целесообразно дополнить отдельными видами наблюдений и контроля.

Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места и средства транспортировки нефти и газа, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с нефтью и газом места утечки газа.

При организации радиометрического контроля, в список его объектов должны войти завозимые приборы, оборудование, конструкции, вещества и материалы.



Анализ данных исследований позволит иметь исчерпывающую информацию для текущего и перспективного планирования мероприятий по снижению техногенного воздействия производственных факторов на окружающую среду.

Кроме того, данные исследования позволяют принять конкретные технические решения, обеспечивающие оптимальную защиту окружающей природной среды при эксплуатации проектируемых объектов.

В период проведения проектируемых работ, при условии соблюдения требований радиационной безопасности, строительство и эксплуатация проектируемых объектов на месторождении Дунга не окажут негативного радиационного воздействия на окружающую среду.

В целом возможное физическое воздействие на окружающую среду в процессе работ, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить следующим образом:

Таблица 1.51 - Оценка возможного физического воздействия

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Варианты 1 - 4		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 8 баллов – воздействие низкой значимости		

Проведенный анализ возможного физического воздействия показал, что по всем рассмотренным проектом вариантам воздействие ожидается в одинаковых градах, и поэтому разработка месторождения с экологической точки зрения может быть реализована по любому из вариантов.

1.5.6 Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в рамках намечаемой деятельности

1.5.6.1 Текущее состояние управления отходами на предприятии

Система управления отходами на предприятии определяет процессы образования отходов, их идентификацию, требования к их сбору, упаковке и маркировке при необходимости, транспортировке, складированию (упорядоченному размещению), хранению и удалению.

Основополагающими принципами политики в области управления отходами на предприятии являются:

- ответственность за обеспечение охраны компонентов окружающей среды (воздух, подземные воды, почва) от загрязнения отходами производства и потребления;
- максимально возможное сокращение образования отходов производства и потребления и экологически безопасное обращение с ними;
- организация работ, исходя из возможности повторного использования, утилизации, регенерации, очистки или экологически приемлемому удалению отходов производства и потребления;
- сокращение негативного воздействия на окружающую среду за счет использования технологий и оборудования, позволяющих уменьшить образование отходов.

Управление отходами производится в соответствии с Экологическим кодексом РК, с международной признанной практикой, а так же с политикой Компании.

При осуществлении административно-хозяйственной деятельности принята следующая структура работы с отходами:



-
- снижение объемов образования отходов;
 - повторное использование (регенерация, восстановление);
 - утилизация;
 - удаление.

Согласно политики Компании производится регулярная инвентаризация, учет и контроль за временным накоплением и состоянием всех образующихся видов отходов производства и потребления.

Составляется перечень всех отходов, образующихся на промплощадках предприятия.

Результаты инвентаризации учитывают при разработке мероприятий по утилизации, обезвреживанию, реализации и отправке на специализированные предприятия отходов производства.

В систему управления отходами на предприятии также входят:

- расчет объемов образования отходов и корректировка объемов в соответствии с появлением новых технологий утилизации отходов и совершенствованием технологических процессов на предприятии;
- вывоз отходов в места накопления по разработанным и согласованным графикам;
- оформление документации на вывоз отходов с указанием объемов вывозимых отходов;
- регистрация информации о вывозе отходов в журналы учета и компьютерную базу данных предприятия;
- предоставление отчетных данных по отходам в госорганы (периодичность - 1 раз в год);
- заключение Договоров на вывоз с территории предприятия образующихся отходов.

На предприятии осуществляется постоянный контроль по обеспечению сбора, накопления и удаления отходов в соответствии с требованиями санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

Порядок сбора, сортировки, накопления, удаления, нейтрализации, реализации и транспортировки производится в соответствии с требованиями по обращению с отходами по классам опасности.

Для каждого вида образующегося отхода на предприятии разработан Паспорт опасных отходов. Паспортизация проводится в соответствии с действующими на момент паспортизации нормативными документами для всех видов отходов, образующихся на предприятии.

Анализ текущего состояния системы управления отходами показывает, что на месторождении Дунга, с целью минимизации образования отходов и снижения их воздействия на окружающую среду реализуется концепция отслеживания, учета объема образующихся и передачи компаниям отходов, занимающихся их переработкой, реализацией, утилизацией и/или дальнейшим обезвреживанием, посредством проведения открытых тендеров среди специализированных сторонних организаций и заключения с победителями тендеров договоров подряда.

Складирование и временное накопление отходов производства и потребления производится по месту их образования, на территории основных производственных цехов,



на специально отведенных и оборудованных площадках, на которых установлены от 1-16 металлических контейнеров, ящиков или баков по принципу раздельного временного размещения отходов по видам отходов, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды. Всего по месторождению насчитывается 16 площадок для сбора и хранения отходов, которые отделены от открытого грунта бетонными перекрытиями с бордюрными ограждениями. Исключением является Участок временного хранения отходов на площадке КРС, где срок проведения работ по ремонту скважин составляет от 3-10 дней на одной площадке. Площадка для временного хранения отходов КРС оборудуется непроницаемым покрытием (нефтезащитной полиэтиленовой пленкой).

Транспортировка отходов от мест временного накопления к местам специализированных сторонних организаций для дальнейшего обращения с отходами осуществляется специализированным грузовым автотранспортом, исключающим утрату отходов по пути следования, а также обеспечивающим удобство и безопасность при перегрузке.

Требования законодательства по сбору, сортировке, транспортировке отходов оператором соблюдаются и детализированы во внутренних процедурах компании.

В соответствии с действующими в Кодексе требованиями, временное накопление отходов предприятия допускается в сроки не более 6 месяцев с момента их образования. В этой связи на предприятии ведется строгий контроль ответственными лицами за нормативами предельного накопления отходов и своевременного их вывоза. Учет отходов ведется только весовым методом, расчетный метод не допускается. В районе размещения отходов проводится мониторинг состояния окружающей среды. В соответствии с программой, в рамках мониторинга проводится контроль загрязнения атмосферного воздуха, подземных вод и почвы. Перечень определяемых компонентов и периодичность проведения замеров определены программой производственного экологического контроля.

Также в целях повышения квалификации рабочего персонала и ответственных лиц на предприятии регулярно проводятся тренинги по управлению отходами.

На территории месторождения Дунга полигоны захоронения отходов отсутствуют. Подрядные организации, привлекаемые для выполнения работ и оказания услуг на территории месторождения Дунга, технологически связанные с деятельностью филиала, также не имеют на своем балансе полигонов для захоронения отходов.

В настоящее время на территории производственных объектов месторождения Дунга образуется 29 видов отходов различного объема и состава. К ним также относятся и отходы, образующиеся в структурных подразделениях, работающих на месторождении.

Также на предприятии проводится частично повторное использование некоторых отходов, например, отработанных масел, резинотехнических изделий, древесных отходов, черных и цветных металлов и др.

По тем отходам, по которым внедрение технологических процессов их переработки технически и экономически не целесообразно, они вывозятся на предприятия (организации), имеющие лицензии на переработку, обезвреживание или захоронение того или иного вида отходов. Вывоз отходов осуществляется автотранспортом предприятия или организацией, принимающей отходы.

Все образующиеся от деятельности подрядных организаций отходы, подрядные организации вывозят с территории месторождений самостоятельно и передают их специализированным организациям, согласно заключенным Договорам.



Согласно п. 3 ст. 337 Экологического кодекса РК, а также Закону РК «О разрешениях и уведомлениях» компании по транспортировке отходов должны состоять в реестре субъектов предпринимательства в сфере управления отходами для осуществления деятельности по сбору, сортировке и (или) транспортировке отходов, восстановлению и (или) уничтожению неопасных отходов.

Перевозка всех отходов производится под строгим контролем, движение всех отходов регистрируется (ведутся журналы установленной формы). Транспортировка отходов производится в специально оборудованных транспортных средствах с целью предотвращения загрязнения территории отходами по пути следования транспорта. С момента передачи отходов производства, вся ответственность переходит к подрядным организациям.

Таким образом, действующая на предприятии система управления отходами направлена на минимизацию возможного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду, как при сборе, накоплении, так и при перевозке отходов в места их утилизации.

Перечень образующихся отходов на месторождении Дунга представлен в таблице 1.53.

Сведения об объемах образования, переработки и удаления отходов на месторождении Дунга за 2024 год по данным ПУО представлены в таблице 1.54.

Таблица 1.52 - Перечень образующихся отходов на месторождении Дунга

№	Наименование отхода
Опасные отходы	
1.	Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы 20 01 21*
2.	Лабораторные химические вещества, состоящие из или содержащие опасные вещества, включая смеси лабораторных химических веществ (просроченные или отработанные химреактивы, хим-реагенты) 16 05 06*
3.	Отходы, содержащие другие опасные вещества (нефтешлам) 16 07 09*
4.	Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (ООПС) 01 05 06*
5	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Использованная тара из-под химреагентов, цемента и масла) 15 01 10*
6	Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь) 15 02 02*
7	Грунт и камни, содержащие опасные вещества (грунт, пропитанный нефтью) 17 05 03*
8	Отходы, содержащие другие опасные вещества (нефтесодержащие жидкие отходы ЦПС) 16 07 09*
9	Маслосодержащие отходы, не определенные иначе (промасленная пленка) 13 08 99*
10	Масляные фильтры 16 01 07*
11	Отходы от красок и лаков (тара, просроченные ЛКМ, кисти, растворители иные материалы, загрязнённые ЛКМ) 18 01 11*
12	Свинцовые аккумуляторы 16 06 01*
13	Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла 13 02 06*
14	Отходы типографских красителей, содержащие опасные вещества (картриджи) 08 02 12*
Неопасные отходы	
15	Медицинские отходы, сбор и размещение которых подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения 18 01 03
16	Медицинские отходы, сбор и размещение которых не подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения (например, перевязочные материалы, гипс, белье, одноразовая одежда) 18 01 04
17	Смешанные отходы строительства и сноса 17 09 04
18	Отработанные шины 16 01 03
19	Опилки, стружка, обрезки, дерево, ДСП и фанеры (древесина) 03 01 05



20	Защитная одежда 15 02 03
21	Черные металлы (Металлолом) 16 01 17
22	Опилки и стружки черных металлов 12 01 01
23	Отходы сварки (Огарки) 12 01 13
24	Списанное электрическое и электронное оборудование (Отработанная оргтехника) 20 01 36
25	Щелочные батарейки 16 06 04
26	Пластмассовая упаковка (Бутылки) 15 01 02
27	Бумага и картон 19 12 01
28	Шламы септиков (сооружений для сбора сточных вод) (Ил) 19 08 15
29	Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы) 20 01 08

Информация представлена согласно проекту ПУО



Таблица 1.53 – Характеристика (инвентаризация) образующихся отходов в структурных подразделениях предприятия за 2024 год

№ п/п	Вид отхода	Код отхода	Скорость образования усред, значения 2020-2022 гг т/год	Макс. значения 2020-2022 гг. т/год	Предлагаемые объемы отходов на накопление, на 2024 год, т/год	Временное хранение		Транспортировка (периодичность вывоза, соответствие спецавтотранспорта)	Способы обезвреживания, восстановления или удаления отходов			Вид операции, которой подвергается отход	Обращение с отходами после вывоза специализированной компанией	
						Место накопления, маркировка (упаковка)	Срок хранения		Производится ли сортировка, каким образом	Способы минимизации образований отхода	Повторное использование отхода		Способ переработки, утилизации или удаления	Обоснование способа в соответствии с принципом иерархии
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ОБЪЕКТЫ: ОСНОВНОЕ ПРОИЗВОДСТВО ФИЛИАЛА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИ СВЯЗАННЫЕ УСЛУГИ И РАБОТЫ ПОДРЯДНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ (ЗАЧИСТКА РЕЗЕРВУАРОВ, КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН, СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ)														
1	Люминесцентные лампы	20 01 21*	0,037	0,11	0,398	Сбор в специальный контейнер, площадка №8	не более 6 месяцев	Транспортировку ртутьсодержащих отходов осуществляется в закрытой машине в соответствии с условиями перевозки опасных грузов и с соблюдением скоростного режима. Подрядчик приезжает через каждый 60 дней. Специальное разрешение на перевозку опасного груза классов 1,6 и 7	Смешение с другими отходами не производится	Контроль освещения, контроль частоты включения	-	Передаются по Договору	Переработка на вибропневматической установке «Экотром-2»	Разделении ртутных ламп на главные составляющие: стекло, металлические цоколи и ртуть-содержащий люминофор. Очищенные от ртути стеклобой и металлические цоколи (алюминиевые и стальные) используются как вторичное сырье, люминофор также является сырьем для получения ртути на специализированных предприятиях связи с чем передается на ТОО «МАЭК-Казатомпром»
2	Лабораторные химические вещества, состоящие из или содержащие опасные вещества, включая смеси лабораторных химических веществ (просроченные или отработанные химреактивы, химреактивы)	16 05 06*	13,727	34,58	51,87	Сбор в специальные контейнеры, площадки №№2,8,9,14	не более 6 месяцев	Транспортировка просроченных или отработанных химреактивов, химреактивов осуществляется в закрытой машине в соответствии с условиями перевозки опасных грузов и с соблюдением скоростного режима. Подрядчик приезжает через каждый 90 дней. Специальное разрешение на перевозку опасного груза классов 1,6 и 7	Смешение с другими отходами не производится	Эффективное использование реагентов, снижение просроченных объемов	-	Передаются по Договору	На установке пиролиза за ФОРТАН предназначенного для утилизации и переработки методом термического разложения	После переработки различных материалов методом пиролиза образуется жидкое печное топливо, которое в свою очередь используется на установках по переработке и утилизации отходов «УЗГ-1М», в качестве сырья для сжигания отходов



3	Отходы, содержащие другие опасные вещества (нефтешлам)	16 07 09*	652,453	759,35	759,35	Согласно ст. 12, п.6 и ст.106, п.2 ЭК РК от 02.01.2021 г. - №400- VI, данные отходы будут учтены как образующиеся от подрядной организации, занимающейся КРС. Временное хранение на площадках №№1,2	До 7 дней и не более 6 месяцев	Транспортировка производится спецавтотранспортом, в специальных емкостях, емкости укладывают так, чтоб избежать возможность выпадения из кузова машины при перевозке. Подрядчик приезжает через каждый 15 дней. Специальное разрешение на перевозку опасного груза классов 1,6 и 7	Смешение с другими отходами не производится	-	-	Передаются по Договору	Утилизация и переработка на установке «УЗГ-1М»	Данный вид отхода перерабатывается на установке по переработке и утилизации предназначенной для утилизации замазученных грунтов, и твердых горючих нефтесодержащих отходов, образующихся при проведении работ, связанных с ликвидацией аварийных разливов нефти термической десорбции, образованный нейтральный грунт используется для отсыпки дорожного полотна, площадок под строительство, в качестве заполнителя пустот (места отбора грунтов, котлованы, овраги, ямы и пр.)
4	Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (ООПС)	01 05 06*	3727,94	4394,43	5000	Согласно ст. 12, п.6 и ст.106, п.2 ЭК РК от 02.01.2021 г. №400- VI, данные отходы будут учтены как образующиеся от подрядной организации, занимающейся КРС. Хранение на площадке №14	До 7 дней и не более 6 месяцев	Транспортировка производится спецавтотранспортом, в специальных емкостях, емкости укладывают так, чтоб избежать возможность выпадения из кузова машины при перевозке. Подрядчик приезжает через каждые 7-10 дня. Специальное разрешение на перевозку опасного груза классов 1,6 и 7.	Смешение с другими отходами не производится	-	-	Передаются по Договору	Утилизация и переработка на установке «УЗГ-1М» и на установке по переработке жидких отходов УПУТ	Данный вид отхода перерабатывается на установке по переработке и утилизации предназначенной для утилизации замазученных грунтов, и твердых горючих нефтесодержащих отходов, образующихся при проведении работ, связанных с ликвидацией аварийных разливов нефти термической десорбции, образованный нейтральный грунт используется для отсыпки дорожного полотна, площадок под строительство, в качестве заполнителя пустот (места отбора грунтов, котлованы, овраги, ямы и пр.)



5	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Использованная тара из-под химреагентов, цемента и масла)	15 01 10*	0,643	1,52	2,28	Бумажные или Синтетические мешки, полиэтилен и пр. в специально отведенных местах на площадках №№9,11,14	До 7 дней и не более 6 месяцев	Транспортировка упаковки просроченных или отработанных химреагентов, цемента, осуществляется в закрытой машине в соответствии с условиями перевозки опасных грузов и с соблюдением скоростного режима. Подрядчик приезжает через каждые 15-30 дня. Специальное разрешение на перевозку опасного груза классов 1,6 и 7	Смешение с другими отходами не производится	Эффективное использование реагентов, снижение просроченных объемов	-	Передаются по Договору	На установке пиролиза ФОРТАН, предназначенного для утилизации и переработки методом термического разложения	После переработки различных материалов методом пиролиза образуется жидкое печное топливо, которое в свою очередь используется на установках по переработке и утилизации отходов «УЗГ-1М», в качестве сырья для сжигания отходов
6	Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь)	15 02 02*	0,233	0,7	4,526	Сбор в специальные контейнеры, площадки №№1,2,3,11,15	До 7 дней и не более 6 месяцев	Транспортировка производится спецавтотранспортом, ветошь укладывается так, чтобы избежать возможность выпадения из кузова машины при перевозке. Подрядчик приезжает через каждый 15 дня. Специальное разрешение на перевозку опасного груза классов 1,6 и 7	Смешение с другими отходами не производится	Использование ветоши по назначению и до полного за-грязнения, не выкидывать частично использованные куски	-	Передаются по Договору	Утилизация и переработка на установке «КУСТО»	Временно хранятся в специальном помещении (металлическом контейнере закрытого типа), утилизируется термическим методом на установке «КУ-СТО» без остатков
7	Грунт и камни, содержащие опасные вещества (грунт, пропитанный нефтью)	17 05 03*	15,365	26,45	50,166	Сбор в специальные контейнеры, площадки №№1,2,4,14	До 7 дней и не более 6 месяцев	Транспортировка производится спецавтотранспортом, в специальных емкостях, емкости укладывают так, чтобы избежать возможность выпадения из кузова машины при перевозке. Подрядчик приезжает через каждые 15-30 дня. Специальное разрешение на перевозку опасного груза классов 1,6 и 7	Смешение с другими отходами не производится	Планово-предупредительные мероприятия по инспектированию технологического оборудования скважинного фонда	-	Передаются по Договору	Утилизация и переработка на установке «УЗГ-1М»	Данный вид отхода перерабатывается на установке по переработке и утилизации предназначенной для утилизации замазученных грунтов, и твердых горючих нефтесодержащих отходов, образующихся при проведении работ, связанных с ликвидацией аварийных разливов нефти и нефтепродуктов методом термической десорбции, образующий нейтральный



8	Отходы, содержащие другие опасные вещества (нефтепродукты, жидкие отходы ЦПС)	16 07 09*	0	0	2400	Колодец, резервуар, площадка №1	До 7 дней и не более 6 месяцев	Транспортировка производится спецавтотранспортом, в герметичной емкости. Подрядчик приезжает через каждые 7-10 дня. Специальное разрешение на перевозку опасного груза классов 1,6 и 7	Смешение с другими отходами не производится	-	-	Передаются по Договору	Переработка на переработке жидких отходов УПУТ	После переработки жидких нефтепродуктов до требуемого технического качества воды, она будет использоваться на полив зеленых насаждений (кустарников), которые высажены на территории
9	Маслосодержащие отходы, не определенные иначе (промасленная пленка)	13 08 99*	0	0	5,18	Сбор в специальный контейнер, площадка №14	До 7 дней и не более 6 месяцев	Транспортировка промасленной пленки осуществляется в закрытой машине в соответствии с условиями перевозки опасных грузов и с соблюдением скоростного режима. Подрядчик приезжает через каждые 15-30 дня. Специальное разрешение на перевозку опасного груза классов 1,6 и 7	Смешение с другими отходами не производится	Проведение работ по техрегламенту	-	Передаются по Договору	Утилизация и переработка на установке «КУСТО»	Временно хранятся в специальном помещении (металлическом контейнере закрытого типа), утилизируется термическим методом на установке «КУ-СТО» без остатков
10	Масляные фильтры	16 01 07*	12,772	25,9	25,9	Сбор в специальные контейнеры, площадки №№2,3,11	До 7 дней и не более 6 месяцев	Транспортировка производится спецавтотранспортом, в специальной емкости, емкость укладывают так, чтобы избежать возможность выпадения из кузова машины при перевозке. Подрядчик приезжает через каждые 15-30 дня. Специальное разрешение на перевозку опасного груза классов 1,6 и 7	Смешение с другими отходами не производится	-	-	Передаются по Договору	Утилизация и переработка на установке «КУСТО»	Временно хранятся в специальном помещении (металлическом контейнере закрытого типа), утилизируется термическим методом на установке «КУ-СТО» без остатков
11	Медицинские отходы, сбор и размещение которых подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения	18 01 03	0,09	0,1077	0,3265	Сбор в специальные контейнеры, площадки №№6,1	До 7 дней и не более 6 месяцев	Перевозка медицинских отходов осуществляется на транспортном средстве, оборудованном водонепроницаемым закрытым кузовом, легко поддающимся дезинфекционной обработке. Прием медицинских отходов осуществляется в упакованном виде, с ведением качественного и количественного учета в	Смешение с другими отходами и между собой (опасные/неопасные) не производится	-	-	Передаются по Договору	Утилизация путем сжигания (термическим методом) на инсинераторе 50 (WRF)	Временно хранятся в специальном помещении (металлическом контейнере закрытого типа). Утилизируется путем сжигания на печи инсинератор 50 (WRF) без остатков.



12	Медицинские отходы, сбор и размещение которых не подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения (например, перевязочные материалы, гипс, белье, одноразовая одежда)	18 01 04			0,3365		До 7 дней и не более 6 месяцев	специальном журнале. Подрядчик приезжает через каждый 15 дней. Специальное разрешение на перевозку опасного груза		-	-	Передаются по Договору	Утилизация путем сжигания на инсинераторе 50 (WRF)	Временно хранятся в специальном помещении (металлическом контейнере закрытого типа). Утилизируется путем сжигания на печи инсинератор 50 (WRF) без остатков.
13	Отходы от красок и лаков (тара, просроченные ЛКМ, кисти, растворители и иные материалы, загрязнённые ЛКМ)	18 01 11*	0	0	8,5295	Сбор в специальные контейнеры, площадки №№3,9	До 7 дней и не более 6 месяцев	Транспортировка производится спецавтотранспортом, в специальной емкости, емкость укладывают так, чтобы избежать возможность выпадения из кузова машины при перевозке. Подрядчик приезжает через каждые 15-30 дня. Специальное разрешение на перевозку опасного груза классов 1,6 и 7	Смешение с другими отходами не производится	-	-	Передаются по Договору	На установке пиролиза ФОРТАН предназначенного для утилизации и переработки методом термического разложения	После переработки различных материалов методом пиролиза образуется жидкое печное топливо, которое в свою очередь используется на установках по переработке и утилизации отходов «УЗГ-1М», в качестве сырья для сжигания отходов
14	Свинцовые аккумуляторы	16 06 01*	0,69	1,67	1,67	В специально отведенном месте на площадке №10	До 7 дней и не более 6 месяцев	Аккумуляторы свинцовые отработанные транспортируются автомобильным транспортом в закрытых машинах. Кузов транспортного средства должен быть очищен от остатков ранее перевозимых грузов, различных упаковочных материалов и горючих остатков (опилки, солома, стружка, сено, бумага и т.п.). Не переворачивать аккумуляторы на бок или вверх дном. Подрядчик приезжает через каждый 30 дней. Специальное разрешение на перевозку опасного груза классов 1,6 и 7	Смешение с другими отходами не производится	Надлежащая эксплуатация оборудования и транспортных средств		Передаются по Договору	На установке пиролиза ФОРТАН, предназначенного для утилизации и переработки методом термического разложения	После переработки различных материалов методом пиролиза образуется жидкое печное топливо, которое в свою очередь используется на установках по переработке и утилизации отходов «УЗГ-1М», в качестве сырья для сжигания отходов



15	Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла	13 02 06*	0	0	18,717	Герметичные емкости складывающиеся на площадках №№1,11	Не более 6 месяцев	Транспортировка производится спецав- тотранспортом, в специальных емкостях, емкости укладывают так, чтоб избежать возможность пролива отхода, выпадения из кузова машины при перевозке. Подрядчик приезжает через каждый 30 дней. Специальное разрешение на перевозку опасного груза классов 1,6 и 7	Смешение с другими отходами не производится	-	Часть отхо- дов исполь- зуется для собственных нужд	Передаются по Договору -	На установке пиролиза ФОРТАН предназначенного для утилизации и переработки методом термического разложения	После переработки различных материалов методом пиро- лиза образуется жидкое печное топ- ливо, которое в свою очередь используется на установках по переработке и утилизации отходов «УЗГ-1М», в качестве сырья для сжи- гания отходов
16	Смешанные отходы строительства и сноса	17 09 04	68,911	143,4	230,278	В специально отведенных местах на площадках №№1,11,16	Не более 6 месяцев	Перевозка отходов строительства осуществляется специальными машинами, исключаящими загрязнение окружающей среды отходами. Подрядчик приезжает через каждые 2-3 дня.	Смешение с другими отходами не производится	-		Передаются по Договору	Повторно используется как вторсырье	Предварительно сортируется, измельчается и для отсыпки дорожного полотна, площадок под строительство, в качестве заполнителя пустот повторно используется для собственных нужд
17	Отработанные шины	16 01 03	1	1,9	5,2	В специально отведенном месте на пл шадке №11	До 30 дней и не более 6 месяцев	Перевозка отработанных шин осуществляется специ- альными машинами, исключаящими загрязнение окружающей среды отходами. Подрядчик приезжает через каждый 30 дня.	Смешение с другими отходами не производится	Благоустройство территории	Часть отхо- дов исполь- зуется для собственных нужд	Передаются по Договору	Повторно используется как вторсырье и утилизируется на Линии переработки изношенных шин ECOGOLD-550	Предварительно сортируется, измельчается, полу- ченная резиновая крошка используется для собственных нужд, не пригодные остатки утилизиру- ется на Линии пере- работки изношенных шин ECOGOLD-550
18	Опилки, стружка, обрезки, дерево, ДСП и фанеры (древесина)	03 01 05	26,614	50,45	50,45	В специально отведенных местах на площадках №№1,2,3,8,15,14,16	До 30 дней и не более 6 месяцев	Перевозка осуществляется специальными машинами, исключаящими загрязнение окружающей среды отходами. Подрядчик приезжает через каждые 15-30 дня.	Смешение с другими отходами не производится	-	Часть отхо- дов исполь- зуется для собственных нужд	Передаются по Договору	Термическим методом на барабанных печах	Предварительно сортируется на специальной площадке, далее утилизируется термическим мето- дом на барабанных печах без остатков.
19	Отходы типографских красителей, содержащие опасные вещества (картриджи)	08 02 12*	0,183	0,55	1,133	Специально отведенное место в помещении офиса, отнесено к площадке №6	До 30 дней и не более 6 месяцев	Транспортировка картриджей осуществляется в закрытой машине в соответствии с условиями перевозки опасных грузов и с соблюдением скоростного ре жима.	Смешение с другими отходами не производится	-	-	Передаются по Договору	Утилизация и переработка на установке «Форсаж -2М»	Временно хранятся в специальном по- мещении (металли- ческом контейнере закрытого типа), утилизируется тер- мическим методом на установке «Форсаж -2М» без остатков



20	Защитная одежда	15 02 03	0,69	1,33	1,33	Сбор в специальный контейнер на площад- ке №1	До 30 дней и не более 6 месяцев	Транспортировка производится спецавтотранспортом, загрязненная одежда укладывается так, чтоб избежать воз можность выпадения из кузова машины при перевозке.	Смешение с другими отходами не производится	Использование одежды по назначению и до полного загрязнения	-	Передаются по Договору	Утилизация и переработка на установке «КУСТО»	Временно хранятся в специальном помещении (металлическом контейнере закрытого типа), утилизируется термическим методом на установке «КУ-СТО» без остатков
21	Черные металлы (Металлолом)	16 01 17	19,716	27,8	37,022	Согласно ст. 12, п.6 и ст.106, п.2 ЭК РК от 02.01.2021 г. -№400-VI, данные отходы будут учтены как образующиеся от подрядной организации, занимающейся КРС. В специально отведенных местах на площадках №№11,14	До 7 дней и не более 6 месяцев	Лом и отходы черных металлов транспортируются спецавтотранспортом. Подрядчик приезжает через каждые 15-30 дня.	Смешение с другими отходами не производится	Готовые детали, узлы металлоконструкций и оборудования, уменьшают количество обрезков труб, металлического листа, прочего металлолома	-	Передаются по Договору	Повторно используется как вторсырье	Предварительно сортируется в целях извлечения вторичного сырья (оборудование, инструменты), прессуется гидравлическим пакетировочным прессом «ППП-30» и используется на собственные нужды в качестве вторичного материала
22	Опилки и стружки черных металлов	12 01 01	0,067	0,2	0,2	Сбор в специальные контейнеры на площадках №№1,2,8,11	До 15 дней и не более 6 месяцев	Опилки и стружки черных металлов транспортируются спецавтотранспортом. Подрядчик приезжает через каждые 15-30 дня.	Смешение с другими отходами не производится	Готовые детали, узлы металлоконструкций и оборудования, снижают количество металлической стружки при металлообработке	-	Передаются по Договору	Повторно используется как вторсырье	Предварительно сортируется в целях извлечения вторичного сырья (оборудование, инструменты), прессуется гидравлическим пакетировочным прессом «ППП-30» и используется на собственные нужды в качестве вторичного материала
23	Отходы сварки (Огарки)	12 01 13	0	0	0,249	Сбор в специальные контейнеры на площадках №№1,2,8,11	Не более 6 месяцев	Огарки сварочных электродов транспортируются спецавтотранспортом.Подрядчик приезжает через каждый 30 дней.	Смешение с другими отходами не производится	Привлечение квалифицированных сварщиков, имеющих разряд, к сварочным работам, значительно снижает расход электродов.	-	Передаются по Договору	Утилизация и переработка на установке «Факел-1Мк2»	Временно хранятся в специальном помещении (металлическом контейнере закрытого типа), утилизируется термическим методом на установке «Факел-1Мк2» без
24	Списанное электрическое и электронное оборудование (Отработанная оргтехника)	20 01 36	0	0	0,575	Специально отведенное место в помещении офиса, отнесено к площадке №6	До 30 дней и не более 6 месяцев	Перевозка офисной техники осуществляется специальными машинами, исключаящими загрязнение окружающей среды отходами.	Смешение с другими отходами не производится	-	-	Передаются по Договору	На установке пиролиза ФОРТАН предназначенного для утилизации и переработки методом термического разложения	После переработки различных материалов методом пиролиза образуется жидкое печное топливо, которое в свою очередь используется на установках по переработке и утилизации отходов «УЗГ-1М», в качестве сырья для сжи-



25	Щелочные батарейки	16.06.04	0	0	0,013	В специально отведенном месте на площадке №6	До 30 дней и не более 6 месяцев	Перевозка осуществляется специальными машинами, исключая загрязнение окружающей среды отходами. Подрядчик забирает каждые пол-	Смешение с другими отходами не производится	-	-	Передаются по Договору	На установке пиролиза ФОРТАН предназначенного для утилизации и переработки методом термического разложения	После переработки различных материалов методом пиролиза образуется жидкое печное топливо, которое в свою очередь используется на установках по переработке и утилизации отходов «УЗГ-1М», в качестве сырья для сжигания отходов
26	Пластмассовая упаковка (Бутылки)	15.01.02	5,104	10,13	10,13	Сбор в специальные контейнеры на площадках №№5,6,7,9,10,12,13,15	До 7 дней и не более 6 месяцев	Транспортировка производится спецавтотранспортом, в специальной таре, которые укладываются так, чтобы избежать возможность выпадения из кузова машины при перевозке. Подрядчик приезжает через каждые 2-3 дня.	Смешение с другими отходами не производится	-	-	Передаются по Договору	Термическим методом на барабанных печах и на Линии по переработке ПЭТ бутылок	Предварительно сортируется на специальной площадке, далее утилизируется термическим методом на барабанных печах и на Линии по переработке ПЭТ бутылок без остатков.
27	Бумага и картон	19.12.01	2,878	5,9975	6	Специально отведенное место в помещении офиса, отнесено к площадке №№6,10	До 7 дней и не более 6 месяцев	Транспортировка производится спецавтотранспортом, в специальной таре, которые укладываются так, чтобы избежать возможность выпадения из кузова машины при перевозке. Подрядчик приезжает через каждые 2-3 дня.	Смешение с другими отходами не производится	Использование бумаги в офисе с двух сторон	-	Передаются по Договору	Термическим методом на барабанных печах	Предварительно сортируется на специальной площадке, далее утилизируется термическим методом на барабанных печах без остатков.
28	Шламы септиков (сооружений для сбора сточных вод) (Ил)	19.08.15	2,403	7,21	14,7	Подземные резервуары, отнесены к площадке №15	До 7 дней и не более 6 месяцев	Транспортировка производится спецавтотранспортом, в специальных емкостях, емкости укладывают так, чтобы избежать возможность выпадения из кузова машины при перевозке. Подрядчик приезжает через каждые 2-3 дня.	Смешение с другими отходами не производится	-	-	Передаются по Договору	Утилизация и переработка на установке «УЗГ-1М»	Данный вид отхода перерабатывается на установке по переработке и утилизации предназначенной для утилизации замазученных грунтов, и твердых горючих нефтесодержащих отходов, образующихся при проведении работ, связанных с ликвидацией аварийных разливов нефти термической десорбции, образованный нейтральный грунт используется для отсыпки дорожного полотна, площадок под строительство, в



29	Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы)	20 01 08	13,75	13,75	310,657	Сбор в специальные контейнеры на площадках №№1,6,10	Сроки хранения пищевых отходов не более двух суток.	Перевозка пищевых отходов осуществляться в многоразовых контейнерах, размещаемых в специальном транспорте. Транспорт не используется для перевозки других видов отходов или продуктов питания. Многоразовые контейнеры подвергаются мойке после каждого опорожнения и периодической дезинфекции не реже 1 раза в 10 дней. Подрядчик приезжает через каждые 2-3 дня.	Смешение с другими отходами не производится	-	-	Передаются по Договору	Термическим методом на барабанных печах	Предварительно сортируется на специальной площадке, далее утилизируется термическим методом на барабанных печах без остатков.
	ВСЕГО:		5021,33	6034,44	9575,34									



1.5.6.2 Обоснование предельного количества образования и накопления отходов

В процессе реализации планируемой хозяйственной деятельности образуются различного вида отходы, временное хранение которых, транспортировка, захоронение или утилизация могут стать потенциальными источниками воздействия на различные компоненты окружающей среды.

В соответствии с пунктом 1 ст. 317 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. под отходами понимаются любые вещества, материалы или предметы, образовавшиеся в процессе производства, выполнения работ, оказания услуг или в процессе потребления (в том числе товары, утратившие свои потребительские свойства), которые их владелец прямо признает отходами либо должен направить на удаление или восстановление в силу требований закона или намеревается подвергнуть либо подвергает операциям по удалению или восстановлению.

Образователем отходов признается любое лицо, в процессе осуществления деятельности которого образуются отходы (первичный образователь отходов), или любое лицо, осуществляющее обработку, смешивание или иные операции, приводящие к изменению свойств таких отходов или их состава (вторичный образователь отходов).

Приводимая далее оценка воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду основывается на данных материалов проектов-аналогов. В соответствии с пунктом 1 статьи 338 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года, под видом отходов понимается совокупность отходов, имеющих общие признаки в соответствии с их происхождением, свойствами и технологией управления ими.

Виды отходов определяются на основании Классификатора отходов (приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 6 августа 2021 года № 314).

Каждый вид отходов в классификаторе отходов идентифицируется путем присвоения шестизначного кода.

Виды отходов относятся к опасным или неопасным в соответствии с классификатором отходов. Отнесение отходов к опасным или неопасным и к определенному коду классификатора отходов производится владельцем отходов самостоятельно.

Отдельные виды отходов в классификаторе отходов могут быть определены одновременно как опасные и неопасные с присвоением различных кодов ("зеркальные" виды отходов) в зависимости от уровней концентрации содержащихся в них опасных веществ или степени влияния опасных характеристик вида отходов на жизнь и (или) здоровье людей и окружающую среду.

1.5.6.3 Виды отходов, образующиеся в процессе строительства скважины

Отходы бурения. Основными видами отходов при бурении скважины являются буровой шлам, отработанный буровой раствор и буровые сточные воды. Предусматривается система очистки бурового раствора с отделением твердой фазы с целью его повторного использования при бурении последующих скважин.

Отработанный буровой раствор (ОБР) один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды.



Буровой шлам (БШ) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен. Удельная плотность бурового шлама в среднем равна $2,1 \text{ т/м}^3$, при соприкосновении с буровым раствором происходит разбухание выбуренной породы согласно РНД 03.1.0.3.01–96 и удельная плотность уменьшается на величину коэффициента разбухания породы – 1,2.

$$2,1 : 1,2 = 1,75 \text{ т/м}^3$$

Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла) являются продуктом отходов транспортных средств и дизельных установок. Класс опасности 3.

Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара) – использованные мешки и емкости из-под химреагентов. Класс опасности 3.

Отходы сварки (огарки сварочных электродов) – остатки электродов после использования их при сварочных работах. Класс опасности 4.

Черные металлы (металлолом). Процесс, при котором происходит образование отходов: различные строительные работы, техническое обслуживание и демонтаж, бурение скважины. К этому виду отходов относятся металлические отходы в виде обрезков труб, балок, швеллеров, проволока, отработанные долота. Класс опасности 4. При сдаче металлолома должен в обязательном порядке пройти радиометрический контроль на наличие радиационного фона, характерного для инструментов и материалов, задействованных в контакте с нефтепродуктами.

Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь) - образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей, станков и машин. Класс опасности 3.

Другие изоляционные материалы, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества (полиэтиленовая пленка) - отходы полиэтиленовой пленки образуются после ее использования в качестве подстилающего слоя под экологические емкости, выщечный блок, блок приготовления растворов и насосов - твердые, опасные. Класс опасности 3.

Отходы пластмассы (пластмассовые заглушки труб) - образуются при использовании труб, твердые, нетоксичные, пожароопасные. Заглушки устанавливаются с 2-х сторон трубы для предотвращения попадания грязи в полую часть трубы и предупреждения повреждения. Класс опасности 4.

Смешанные коммунальные отходы (ТБО). К данному виду отходов относятся тара от пищевых продуктов – бумага, пластмассовые, стеклянные банки и бутылки, и пищевые отходы. Сбор пищевых и твердо-бытовых отходов предусмотрено производить отдельно в соответственно маркированные металлические контейнеры. Класс опасности 5. Согласно Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», срок хранения коммунальных (пищевых) отходов в контейнерах при температуре 0°C и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре - не более суток.

Видовой и количественный состав отходов, образующихся в процессе строительства скважины, представлены в таблице 1.55.



Таблица 1.54 - Видовой и количественный состав отходов, образующихся в процессе строительства скважины

№	Наименование отходов	Код отхода	Класс опасности	Физико-химическая характеристика, опасные свойства	Условия места накопления**	Рекомендуемые способы переработки, утилизации или удаления
1	2	3	4	5	6	7
1	Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (Буровой шлам)	010506*	3	Пастообразные. Пожароопасные, нерастворимые. Буровой шлам - выбуренная порода (порядка 80-90%) и остатки промывочной воды. Основные компоненты отходов (85,52%): вода - 26,01%, кальцит- 11,1%, минеральное масло 9,46%, барит 9,1%, слюдистоглинистые минералы – 11,2%, нефтяные смолы - 5,15%, доломит – 5,1%, калиевый полевой шпат – 2,6%, кварц – 1,8%.	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные металлические ёмкости, 50 м3 (25 м3 - 2 ед.). Периодичность вывоза – по мере заполнения емкости, но не реже 1 раза в трое суток	Вывоз спецавтотранспортом в специализированную компанию для обезвреживания термическим, физико-химическим или биологическим методами на специализированных установках по переработке буровых и нефтесодержащих отходов
2	Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (ОБР)	010506*	3	Пастообразные. Пожароопасные, нерастворимые. Буровой шлам - выбуренная порода (порядка 80-90%) и остатки промывочной воды. Основные компоненты отходов (85,52%): вода - 26,01%, кальцит- 11,1%, минеральное масло 9,46%, барит 9,1%, слюдистоглинистые минералы – 11,2%, нефтяные смолы - 5,15%, доломит – 5,1%, калиевый полевой шпат – 2,6%, кварц – 1,8%.	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные металлические ёмкости, 50 м3 (25 м3 - 2 ед.). Периодичность вывоза – по мере заполнения емкости, но не реже 1 раза в трое суток	Вывоз спецавтотранспортом в специализированную компанию для обезвреживания термическим, физико-химическим или биологическим методами на специализированных установках по переработке буровых и нефтесодержащих отходов
3	Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	130206*	3	Жидкие. Пожароопасные, горючие, нерастворимые. Основные компоненты отходов (95,89%): масло минеральное – 91,2%, механические примеси 2,3%, смолистый остаток 0,84%, Fe – 0,75%, Zn – 0,80%.	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные герметичные ёмкости (бочки) объемом 200 л. Периодичность вывоза – по мере заполнения емкости.	Вывоз спецавтотранспортом в специализированную компанию по переработке (регенерации) отработанного масла



1	2	3	4	5	6	7
4	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара)	150110 *	3	Твёрдые, пожароопасные, горючие, нерастворимые. Основные компоненты отходов (99%): полимер – 90%, вода – 7%, полиакриламид АК-617 катионактивный – 2%; целлюлоза, остатки химреагентов.	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные металлические или пластиковые контейнеры, 0,75 м3 (1 м3). Периодичность вывоза – по мере заполнения емкости.	Предварительная сортировка, использование как вторсырье, при невозможности использования - вывоз на переработку/утилизацию в специализированную компанию для термического уничтожения на специализированной установке по переработке отходов
5	Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	150202 *	3	Твёрдые, пожароопасные, нерастворимые. Основные компоненты отходов (95,15%): текстиль – 67,8, минеральное масло - 16,2%, SiO2 – 1,85%, смолистый остаток – 9,3%	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные металлические или пластиковые контейнеры, 0,75 м3 (1 м3). Периодичность вывоза – по мере заполнения емкости.	Вывоз на переработку/утилизацию в специализированную компанию для термического уничтожения на специализированной установке по переработке отходов
6	Черные металлы (металлолом)	160117	4	Твёрдые, неопасные, нерастворимые. Основные компоненты отходов (91,75%): Fe2O3 – 89,12%, Al2O3 – 0,1%, MgO – 0,85% Cu – 1,7%.	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные металлические контейнеры, 1 м3. Периодичность вывоза – по мере заполнения емкости.	Использование повторно для собственных нужд предприятия или передача специализированной организации на переработку, разборка на компоненты, сортировка с последующей переработкой вторичного сырья (переплавка)
7	Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	120113	4	Твёрдые, неопасные, нерастворимые. Основные компоненты отходов (95,53%): Fe2O3 – 79,2%, Al2O3 – 6,13%, MgO – 8,9% Cu – 1,3%.	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные металлические или пластиковые контейнеры, 0,75 м3. Периодичность вывоза – по мере заполнения емкости.	Вывоз в специализированную организацию, сортировка с последующей переработкой вторичного сырья (переплавка)
8	Другие изоляционные материалы, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества (полиэтиленовая пленка)	170603 *	3	Твёрдые, пожароопасные, не растворимые	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные металлические или пластиковые контейнеры, 0,75 м3. Периодичность вывоза – по мере заполнения емкости	Предварительная сортировка, использование как вторсырье, при невозможности использования - вывоз на переработку/утилизацию в специализированную компанию для термического уничтожения на специализированной установке по переработке отходов



1	2	3	4	5	6	7
9	Отходы пластмассы (пластмассовые заглушки труб, защитные крышки)	070213	4	Твёрдые, пожароопасные, не растворимые	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные металлические или пластиковые контейнеры, 0,75 м3. Периодичность вывоза – по мере заполнения емкости.	Предварительная сортировка, использование как вторсырьё, при невозможности использования - вывоз на переработку/утилизацию в специализированную компанию для термического уничтожения на специализированной установке по переработке отходов
10	Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	200301	5	Твердые, непжароопасные, нерастворимые. Инертные. Состав отходов (%): бумага и древесина – 60; тряпье - 7; пищевые отходы - 10; стеклобой - 6; металлы - 5; пластмассы - 12.	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные контейнеры для ТБО, 0,75 м3 (1 м3) х3 ед. Периодичность вывоза – 1 раз в 1-3 суток.	Раздельный сбор перерабатываемых фракций коммунальных отходов на месте их образования с последующим вывозом в специализированные компании для переработки. Неутилизируемые фракции отходов – уничтожение термическим методом.

* отходы классифицируются как опасные отходы.

**места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект.

*** Согласно Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» - Срок хранения коммунальных отходов в контейнерах при температуре 0°C и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

**** Сортировка отходов по морфологическому составу согласно подпункта 6) пункта 2 статьи 319, статьи 326 Кодекса, а также с учетом требований приказа и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 2 декабря 2021 года № 482 «Об утверждении Требований к раздельному сбору отходов, в том числе к видам или группам (совокупности видов) отходов, подлежащих обязательному раздельному сбору с учетом технической, экономической и экологической целесообразности»

Согласно Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления", утвержденные приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № КР ДСМ-331/2020 по степени воздействия на здоровье человека и окружающую среду отходы распределяются на пять классов опасности:

- 1) 1 класс - чрезвычайно опасные;
- 2) 2 класс - высоко опасные;
- 3) 3 класс - умеренно опасные;
- 4) 4 класс - мало опасные;
- 5) 5 класс - неопасные.

Сбор и временное хранение отходов производства, с последующим вывозом специализированными организациями по договору для дальнейшей утилизации осуществлять в полном соответствии с требованиями КР ДСМ-331/2020:

На производственных объектах сбор и временное накопление отходов производства осуществлять на специальных площадках (местах), соответствующих классу опасности отходов.

Отходы по мере их накопления собираются раздельно для каждой группы отходов в соответствии с классом опасности.



Технологические процессы, связанные с погрузкой, транспортировкой и разгрузкой отходов 3 класса опасности механизмируются.

Отходы производства 3 класса опасности хранят в герметичной таре.

Контейнеры для сбора ТБО оснащаются крышками.

Вывоз ТБО осуществляется своевременно. Сроки хранения отходов в контейнерах при температуре 0°C и ниже - не более трех суток, при плюсовой температуре - не более суток.

1.5.6.4 Предварительный расчет ожидаемых объемов образования отходов

Расчет объемов образования отходов при строительстве скважины

Отходы бурения

Расчет объемов отходов бурения (бурового шлама, отработанного бурового раствора и буровых сточных вод) произведен в соответствии с «Методикой расчетов объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин», утвержденной приказом МООС РК №129 от 03.05.2012 г.

Исходные данные для расчета отходов бурения взяты из технической части проекта-аналога.

Расчёт объема скважины

Расчет объема скважины производится по формуле: $V_{\text{скв}} = K * \pi/4 * D^2 * L$,

где: K – коэффициент кавернозности;

D – диаметр долота, м²;

L – глубина скважины (длина интервала), м.

Данные для расчета объемов образования отходов бурения приведены в табличной форме ниже:

Таблица 1.55 - Конструкция скважины

Интервал	Конструкция скважины		
	Направление 0-16	Кондуктор 16-500	Эксплуатационная колонна 500-2530
Диаметр долота, мм	393,7	295,3	215,9

Таблица 1.56 - Данные для расчета объемов образования отходов бурения

Интервал		Коэффициент кавернозности, K	$\pi/4$	D ² , м	Длина интервала, L м	V _{скв} , м ³
0	5	1,14	0,785	0,155	5	0,694
5	127	1,14	0,785	0,087	122	9,498
127	281	1,14	0,785	0,087	154	11,990
281	337	1,1	0,785	0,087	56	4,207
337	438	1,1	0,785	0,087	101	7,588
438	573	1,1	0,785	0,047	135	5,479
573	1134	1,14	0,785	0,047	561	23,596
1134	1227	1,44	0,785	0,047	93	4,941
1227	1314	1,16	0,785	0,047	87	3,723
1314	1339	1,44	0,785	0,047	25	1,328
1339	1430	1,0	0,785	0,047	91	3,357
1430	1523	1,21	0,785	0,047	93	4,152
1523	1729	1,32	0,785	0,047	206	10,032
1729	1813	1,44	0,785	0,047	84	4,463
1813	2066	1,39	0,785	0,047	253	12,975
2066	2391	1,23	0,785	0,047	325	14,749
2391	2530	1,0	0,785	0,047	139	5,128
Итого:						127,9



Объем бурового шлама

Объем шлама рассчитывается по формуле: $V_{ш} = V_{скв} \times 1,2$

где: 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы; $V_{скв}$ - объем скважины.

где: $\rho_{ш}$ - удельный вес бурового шлама, 1,75 т/м³

$$V_{ш} = 127,9 \times 1,2 = 153,480 \text{ м}^3 \text{ или } 268,590 \text{ т}$$

Объем отработанного бурового раствора

Объем отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$V_{обр} = 1,2 \times V_{скв} \times K_1 + 0,5 \times V_{ц},$$

где: K_1 – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе (в соответствии с РД 39-3-819-82 $K_1 = 1,052$);

$V_{ц} = 316,1 \text{ м}^3$, объем циркуляционной системы буровой установки принимается по паспорту установки ZJ-70.

$\rho_{обр}$ - удельный вес отработанного бурового раствора, 1,17 т/м³ (раздел 7.1.2 техпроекта).

При очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе часть бурового раствора уходит вместе со шламом в шламовые емкости и далее в общем объеме вывозится на переработку / утилизацию.

Следовательно, при определении объема бурового шлама необходимо дополнительно учитывать то количество отработанного бурового раствора, который обрабатывается вместе с ним.

$$V_{обр} = 1,2 \times 127,9 \times 1,052 + 0,5 \times 316,1 = 161,461 \text{ м}^3 + 158,050 \text{ м}^3 = 319,511 \text{ м}^3$$

из них:

161,461 м³ или **188,909 т** – объем бурового раствора, уходящий вместе со шламом;

158,050 м³ или **184,919 т** – оставшийся объем отработанного бурового раствора.

Таким образом, лимитируемые объемы накопления отходов составят:

- буровой шлам: 268,590 т + 188,909 т = **457,499 т**
- отработанный буровой раствор – **184,919 т**

Объем буровых сточных вод

Объем буровых сточных вод рассчитывается по формуле: $V_{бсв} = 2 \times V_{обр}$

$$V_{бсв} = 2 \times 319,511 = 639,022 \text{ м}^3$$

Буровые сточные воды (БСВ) по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивает высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в буровых сточных водах, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты. Сливаясь с оборудования, по бетонированным желобкам БСВ стекают в шламовые емкости. Объем буровых сточных вод составляет: $639,022 \text{ м}^3 \times 1,08 = 690,144 \text{ т}$. БСВ совместно с отходами бурения передаются в стороннюю организацию по договору.

Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)

Расчет количества отработанного моторного масла выполнен по «Методике разработки проекта нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МОС РК №100-п от 18.04.2008 г.

Количество отработанных масел при работе дизель-генераторов определяется по



формуле: $N = N_d * (1 - 0,25)$,

где: N - количество отработанного моторного масла, т;

N_d - нормативное количество израсходованного моторного масла по технике, работающей на дизельном топливе, $N_d = Y_d * H_d * \rho$, кг;

Y_d – расход дизельного топлива, $(172,554 / 0,86 * 1000 = 200644,19 \text{ л})$;

H_d - норма расхода масел л/100 расхода топлива по технике, работающей на дизельном топливе $(3,2 \text{ л/100 л})$;

0,86 – плотность дизтоплива (ГОСТ 305-82);

0,25 – доля потерь масла;

ρ - плотность моторного масла, 930 кг/м^3 ($0,93 \text{ т/м}^3$).

$N_d = (200644,19 * 0,032 * 0,93) / 1000 = 5,971 \text{ т}$ моторного масла.

$N = 5,971 * 0,75 = 4,478 \text{ т}$ отработанного масла.

Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)

Расчет количества промасленной ветоши выполнен по «Методике разработки проекта нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК №100-п от 18.04.2008 г.

Количество промасленной ветоши определяется по формуле: $N = M_o + M + W$, т/год

где: M_o - количество поступающей ветоши, 0,01 т/год;

M – содержание в ветоши масла ($M = M_o * 0,12$);

W - содержание в ветоши влаги ($W = M_o * 0,15$);

$N = 0,001 + (0,001 * 0,12) + (0,001 * 0,15) = 0,013 \text{ т}$.

Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара)

Количество отработанной тары в процессе приготовления бурового и цементного растворов определяется по формуле: $N = \sum n_i / m_i * \alpha * 10^{-3}$,

где: N - количество тары, т;

n_i – количество i -го материала, кг;

m_i - количество i -го материала в таре, кг;

α – вес тары материала, кг.

Расчет количества отработанной тары:

$N_1 = ((128 + 50 + 376 + 1703 + 250 + 50 + 195 + 219 + 513 + 100 + 62 + 586,93 + 65,24 + 82,4 + 60,26 + 80,34 + 1206,99 + 228,35 + 1300 + 700 + 50 + 22) / 25 * 0,1 + (14938 + 27348 + 5405 + 6232 + 7314 + 2056 + 12644 + 3529 + 2909 + 66460 + 5640 + 3353,17 + 2600) / 50 * 0,15) * 10^{-3} = 0,513 \text{ т}$.

Отходы сварки (огарки сварочных электродов)

Расчет количества огарков сварочных электродов выполнен по «Методике разработки проекта нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК №100-п от 18.04.2008 г.

Огарки сварочных электродов образуются в зависимости от расхода электродов и определяются по формуле: $N = M_{ост} * Q$

где: $M_{ост}$ – расход электродов на скважину, 0,060 т;

Q – остаток электрода, 0,015.

$N = 0,060 * 0,015 = 0,001 \text{ т/скв.}$

Черные металлы (металлолом)

В процессе демонтажа оборудования и при бурении скважины образуется металлолом. Ориентировочное количество отходов металлолома составит **0,3 т/скв.,**



которое будет уточнено в процессе работы.

Другие изоляционные материалы, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества (полиэтиленовая пленка)

Отходы полиэтиленовой пленки образуются после ее использования в качестве подстилающего гидроизолирующего слоя под экологические емкости, выщелочный блок, блок приготовления раствора и насосы, при демонтаже пленки.

Наименование	Площадь, м ²	Вес 1 м ² /тонн	Количество образования отхода, т/год
Полиэтиленовая пленка	550	0,0008	0,44
ВСЕГО:			0,44

Отходы пластмассы (пластмассовые заглушки труб, защитные крышки) - рассчитываются в зависимости от длины обсадной трубы. Данные для расчета взяты из таблицы 9.4 технического проекта.

Общая длина труб	L=	3046	м
Средняя длина 1 трубы	L _{ср} =	10	м
Кол-во труб		305	шт
Кол-во пластм. заглушек		606	шт
Вес 1 заглушки		3,5	кг
Объем отходов пластмассы		2,135	тонн

Смешанные коммунальные отходы (ТБО)

Расчет количества коммунальных отходов (ТБО) выполнен по «Методике разработки проекта нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МОС РК №100-п от 18.04.2008 г.

Количество образования коммунальных отходов определяется по формуле:

$$Q_{\text{ТБО}} = (P \cdot M \cdot N \cdot \rho) / 365,$$

где: P - норма накопления отходов на 1 человека в год, 0,3 м³/чел;

M - численность работающего персонала, чел;

N – время работы, сут.;

ρ - плотность ТБО, 0,25 т/м³.

Расчет количества образования коммунальных отходов (ТБО) при строительстве скважины представлен в табличной форме ниже:

Таблица 1.57 - Количество коммунальных отходов, образующихся в процессе строительстве 1-й скважины

Показатели	Количество
Время работы, сут.	49,7
Численность работающего персонала, чел.	20
Плотность ТБО, т/м ³	0,25
Норма накопления отходов на 1 человека в год, м ³ /чел.	0,3
Количество образования коммунальных отходов, т	0,204

Компания должна обеспечить отдельный сбор составляющих коммунальных отходов на месте образования по морфологическому составу (в том числе и при проведении строительных работ), согласно подпункта 6) пункта 2 статьи 319, статьи 326 Кодекса, а также учесть приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 2 декабря 2021 года № 482 «Об утверждении Требований к отдельному сбору отходов, в том числе к видам или группам (совокупности видов) отходов, подлежащих обязательному отдельному сбору с учетом технической, экономической и экологической целесообразности».

Данные виды отходов будут вывозиться специализированной организацией по договору с подрядной строительной организацией. Передача (макулатуры, стеклобоя,



металлических отходов, отходов пластмасс) специализированной организацией по сбору и транспортировке отходов для использования в качестве вторсырья.

Согласно Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», срок хранения коммунальных (пищевых) отходов в контейнерах при температуре 0⁰С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Буровые сточные воды в объеме 639,022 м³ или 690,144 т на 1 скважину передаются совместно с отходами бурения в стороннюю организацию по договору.

Количество отходов, образующееся при проведении планируемых работ на скважинах, принято ориентировочно и будет корректироваться заказчиком по фактическому образованию.

Предельные объемы образования отходов по видам при строительстве скважин по вариантам представлены в таблицах 1.56-1.59.

В период строительства 1-й скважины предельные объемы образования отходов составят всего **650,502 т**, в т.ч.:

1) опасные отходы: отходы бурения (буровой шлам и ОБР) образуются в процессе бурения скважины – 642,418 т, использованная тара (упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами) образуются при приготовлении буровых и цементных растворов на буровых площадках – 0,513 т, промасленная ветошь (ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами) образуются при обслуживании автотранспорта, дизельных и буровых установок, станков - 0,013 т, синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла) образуются при работе дизельных буровых установок, дизель-генераторов – 4,478 т; другие изоляционные материалы, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества (полиэтиленовая пленка) - 0,440 т;

2) неопасные отходы: отходы сварки (огарки сварочных электродов) - отходы производства, образуются в процессе сварочных работ - 0,001 т; черные металлы (металлолом) - отходы производства, образуются в процессе строительных работ – 0,3 т; отходы пластмассы (пластмассовые заглушки труб, защитные крышки) - 2,135 т; смешанные коммунальные отходы (ТБО) - отходы потребления, образуются в результате жизнедеятельности работающего персонала – 0,204 т.

***При эксплуатации** новых скважин образование новых видов отходов не ожидается.*

Эксплуатация скважин будет осуществляться действующим персоналом, поэтому расчет образования отходов не производится.

1.5.6.5 Анализ предельного объема накопления отходов

Анализ проведенных расчетов количества образования отходов по всем вариантам разработки (таблицы 1.59-1.62) показал следующее:

Вариант № 1

По варианту № 1 предполагается увеличение отходов по сравнению с текущей ситуацией при строительстве новых 47 скважин в период с 2026 по 2037 годы.

Предельные (максимальные) объемы образования отходов по варианту №1 (за период 2026-2037 г.г.) составят при строительстве 47 скважин – **30573,594 тонн**.

Вариант № 2



По варианту № 2 предполагается увеличение отходов по сравнению с текущей ситуацией при строительстве новых 37 скважин в период с 2026 по 2037 годы.

Предельные (максимальные) объемы образования отходов по варианту №2 (за период 2026-2037 г.г.) составят при строительстве 37 скважин - **24068,574** тонн.

Вариант № 3 (рекомендуемый)

По варианту № 3 (рекомендуемый) предполагается увеличение отходов по сравнению с текущей ситуацией при строительстве 68 скважин в период с 2026 по 2037 годы.

Предельные (максимальные) объемы образования отходов по рекомендуемому варианту №3 (за период 2026-2037 г.г.) составят при строительстве 68 скважин: **44234,136** тонн.

Вариант № 4

По варианту № 4 предполагается увеличение отходов по сравнению с текущей ситуацией при строительстве 65 скважин в период с 2026 по 2037 годы.

Предельные (максимальные) объемы образования отходов по варианту №4 (за период 2026-2037 г.г.) составят при строительстве 65 скважин: **42282,630** тонн.

Максимальный годовой объем образования отходов по варианту №1 ожидается в 2026-2027 годах: при бурении 7 скважин – 4553,514 тонн/год.

Максимальный годовой объем образования отходов по варианту №2 ожидается в 2026-2027 годах: при бурении 7 скважин – 4553,514 тонн/год.

Максимальный годовой объем образования отходов по варианту №3 ожидается в 2027-2028 годах: при бурении 15 скважин – 9757,53 тонн/год.

Максимальный годовой объем образования отходов по варианту №4 ожидается в 2027-2028 годах: при бурении 15 скважин – 9757,53 тонн/год.



Таблица 1.58 – Предельные объемы накопления отходов при реализации варианта №1 на период строительства скважин по годам

Наименование отходов	Код отхода	Объемы накопления отходов, тонн/год										
		на 1 скважину	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.
Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (БШ и ОБР)	01 05 06*	642,18	3854,508	4496,926	4496,926	1284,836	1927,254	3212,09	1074,36	4496,926	2569,672	642,18
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	15 02 02*	0,013	0,078	0,091	0,091	0,026	0,065	0,039	0,065	0,091	0,052	0,013
Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	13 02 06*	4,478	26,868	31,346	31,346	8,956	22,39	13,434	22,39	31,346	17,912	4,478
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара)	15 01 10*	0,513	3,078	3,591	3,591	1,026	2,565	1,539	2,565	3,591	2,052	0,513
Другие изоляционные материалы, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества (полиэтиленовая пленка)	17 06 03*	0,44	2,64	3,08	3,08	0,88	2,2	1,32	2,2	3,08	1,76	0,44
Черные металлы (металлолом)	16 01 17	0,3	1,8	2,1	2,1	0,6	1,5	0,9	1,5	2,1	1,2	0,3
Отходы пластмассы (пластмассовые заглушки труб, защитные крышки)	07 02 13	2,135	12,81	14,945	14,945	4,27	10,675	6,405	10,675	14,945	8,54	2,135
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	12 01 13	0,001	0,006	0,007	0,007	0,002	0,005	0,003	0,005	0,007	0,004	0,001
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	20 03 01	0,204	1,224	1,428	1,428	0,408	1,02	0,612	1,02	1,428	0,816	0,204
Всего:		650,502	3903,012	4553,514	4553,514	1301,004	3252,51	1951,506	3252,51	4553,514	2602,008	650,502

Таблица 1.59 - Предельные объемы накопления отходов при реализации варианта №2 на период строительства скважин по годам

Наименование отходов	Код отхода	Объемы накопления отходов, тонн/год										
		на 1 скважину	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.
Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (БШ и ОБР)	01 05 06*	642,18	3854,508	4496,926	4496,926	1284,836	1927,254	3212,09	1284,836	1284,836	1284,836	642,18
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	15 02 02*	0,013	0,078	0,091	0,091	0,026	0,065	0,039	0,026	0,026	0,026	0,013
Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	13 02 06*	4,478	26,868	31,346	31,346	8,956	22,39	13,434	8,956	8,956	8,956	4,478
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара)	15 01 10*	0,513	3,078	3,591	3,591	1,026	2,565	1,539	1,026	1,026	1,026	0,513
Другие изоляционные материалы, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества (полиэтиленовая пленка)	17 06 03*	0,44	2,64	3,08	3,08	0,88	2,2	1,32	0,88	0,88	0,88	0,44
Черные металлы (металлолом)	16 01 17	0,3	1,8	2,1	2,1	0,6	1,5	0,9	0,6	0,6	0,6	0,3
Отходы пластмассы (пластмассовые заглушки труб, защитные крышки)	07 02 13	2,135	12,81	14,945	14,945	4,27	10,675	6,405	4,27	4,27	4,27	2,135
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	12 01 13	0,001	0,006	0,007	0,007	0,002	0,005	0,003	0,002	0,002	0,002	0,001
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	20 03 01	0,204	1,224	1,428	1,428	0,408	1,02	0,612	0,408	0,408	0,408	0,204
Всего:		650,502	3903,012	4553,514	4553,514	1301,004	3252,51	1951,506	1301,004	1301,004	1301,004	650,502

Таблица 1.60 - Предельные объемы накопления отходов при реализации варианта № 3 на период строительства скважин по годам

Наименование отходов	Код отхода	Объемы накопления отходов, тонн/год										
		на 1 скважину	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.
Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (БШ и ОБР)	01 05 06*	642,18	3854,508	9636,27	9636,27	5139,344	5139,344	4496,926	1284,836	2569,672	1284,836	642,18
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	15 02 02*	0,013	0,078	0,195	0,195	0,104	0,104	0,091	0,026	0,052	0,026	0,013
Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	13 02 06*	4,478	26,868	67,17	67,17	35,824	35,824	31,346	8,956	17,912	8,956	4,478
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара)	15 01 10*	0,513	3,078	7,695	7,695	4,104	4,104	3,591	1,026	2,052	1,026	0,513
Другие изоляционные материалы, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества (полиэтиленовая пленка)	17 06 03*	0,44	2,64	6,6	6,6	3,52	3,52	3,08	0,88	1,76	0,88	0,44
Черные металлы (металлолом)	16 01 17	0,3	1,8	4,5	4,5	2,4	2,4	2,1	0,6	1,2	0,6	0,3
Отходы пластмассы (пластмассовые заглушки труб, защитные крышки)	07 02 13	2,135	12,81	32,025	32,025	17,08	17,08	14,945	4,27	8,54	4,27	2,135
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	12 01 13	0,001	0,006	0,015	0,015	0,008	0,008	0,007	0,002	0,004	0,002	0,001
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	20 03 01	0,204	1,224	3,06	3,06	1,632	1,632	1,428	0,408	0,816	0,408	0,204
Всего:		650,502	3903,012	9757,53	9757,53	5204,016	5204,016	4553,514	1301,004	2602,008	1301,004	650,502

Таблица 1.61 - Предельные объемы накопления отходов при реализации варианта № 4 на период строительства скважин по годам

Наименование отходов	Код отхода	Объемы накопления отходов, тонн/год										
		на 1 скважину	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.
Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (БШ и ОБР)	01 05 06*	642,18	3854,508	9636,27	9636,27	6224,18	1927,254	3854,508	3212,09	1284,836	1284,836	642,18
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	15 02 02*	0,013	0,078	0,195	0,195	0,13	0,039	0,078	0,065	0,026	0,026	0,013
Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	13 02 06*	4,478	26,868	67,17	67,17	44,78	13,434	26,868	22,39	8,956	8,956	4,478
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара)	15 01 10*	0,513	3,078	7,695	7,695	5,13	1,539	3,078	2,565	1,026	1,026	0,513
Другие изоляционные материалы, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества (полиэтиленовая пленка)	17 06 03*	0,44	2,64	6,6	6,6	4,4	1,32	2,64	2,2	0,88	0,88	0,44
Черные металлы (металлолом)	16 01 17	0,3	1,8	4,5	4,5	3	0,9	1,8	1,5	0,6	0,6	0,3
Отходы пластмассы (пластмассовые заглушки труб, защитные крышки)	07 02 13	2,135	12,81	32,025	32,025	21,35	6,405	12,81	10,675	4,27	4,27	2,135
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	12 01 13	0,001	0,006	0,015	0,015	0,01	0,003	0,006	0,005	0,002	0,002	0,001
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	20 03 01	0,204	1,224	3,06	3,06	2,04	0,612	1,224	1,02	0,408	0,408	0,204
Всего:		650,502	3903,012	9757,53	9757,53	6505,02	1951,506	3903,012	3252,51	1301,004	1301,004	650,502

1.5.6.6 Лимиты накопления отходов

В целях обеспечения охраны окружающей среды и благоприятных условий для жизни и (или) здоровья человека, уменьшения количества подлежащих захоронению отходов и стимулирования их подготовки к повторному использованию, переработки и утилизации устанавливаются лимиты накопления и лимиты захоронения отходов для объектов I и II категорий (приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206 «Об утверждении методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов»).

Согласно ст. 320 Экологического Кодекса РК под накоплением отходов понимается временное складирование отходов в специально установленных местах.

Лимиты накопления отходов устанавливаются для каждого конкретного места накопления отходов, входящего в состав объектов I и II категорий, в виде предельного количества (массы) отходов по их видам, разрешенных для складирования в соответствующем месте накопления.

Места накопления отходов предназначены для:

1) временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;

2) временного складирования неопасных отходов в процессе их сбора (в контейнерах, на перевалочных и сортировочных станциях), за исключением вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники, на срок не более трех месяцев до даты их вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;

3) временного складирования отходов на объекте, где данные отходы будут подвергнуты операциям по удалению или восстановлению, на срок не более шести месяцев до направления их на восстановление или удаление.

Лимиты накопления отходов и лимиты захоронения отходов обосновываются операторами объектов I и II категорий в программе управления отходами при получении экологического разрешения и устанавливаются в соответствующем экологическом разрешении. Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Лимиты накопления отходов в рамках данного Отчета о возможном воздействии не устанавливаются, и будут установлены на последующих стадиях при детальном проектировании.

1.5.6.7 Оценка воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду в части образования отходов

На предприятии сложилась определенная система сбора, накопления, хранения и вывоза отходов. Отходы, образующиеся при нормальном режиме работы предприятия, из-за их незначительного и постепенного накопления, не сразу вывозятся в места их утилизации, а собираются в специальные контейнеры/емкости и хранятся на отведенных для этих целей гидроизолированных площадках (не более шести месяцев). Далее отходы согласно заключенным договорам вывозятся на утилизацию, переработку или захоронение.



Таким образом, действующая система управления отходами минимизирует возможное воздействие на окружающую среду, как при хранении, так и перевозке отходов к месту утилизации.

Все производственные отходы на местах хранятся в специально маркированных контейнерах для каждого вида отхода. Перевозка всех отходов производится под строгим контролем и вывоз всех отходов регистрируется.

В целом воздействие на окружающую среду отходами производства и потребления, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

Таблица 1.62 - Оценка воздействия отходов на окружающую среду

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Варианты 1 - 4		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 8 баллов – воздействие низкой значимости		

Интегральная оценка воздействия на атмосферный воздух по всем рассматриваемым вариантам разработки (включая рекомендуемый проектом вариант №3) находится в пределах 8 баллов, что соответствует воздействию низкой значимости.

Вывод: Анализ оценки воздействия на окружающую среду отходов производства и потребления в процессе разработки месторождения Дунга по всем вариантам показывает, что:

Вариант №2 предусматривает бурение и ввод в эксплуатацию минимального количества скважин, при этом характеризуется наименьшим количеством образования отходов производства и потребления по сравнению с вариантами №1, №3 и №4.

При реализации варианта №3 будет образовано максимальное количество отходов.

Однако, при условии выполнения всех предусмотренных проектом мероприятий и процедур управления отходами, воздействие на окружающую среду в штатном режиме ожидается одинаково низким для всех вариантов.

Можно сделать вывод, что с экологической точки зрения допустима разработка месторождения Дунга по любому из рассмотренных вариантов, при условии выполнения всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий.



2. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

2.1 Описание возможных вариантов осуществления намечаемой деятельности

Выполнение нового проекта разработки месторождения Дунга было вызвано необходимостью усовершенствования и обоснования рациональной системы разработки продуктивных горизонтов, при оптимальном режиме разработки залежи до предела экономической рентабельности, а также увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН).

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в настоящей работе рассмотрены **4 варианта разработки**. Все варианты рассчитаны и представлены согласно Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений.

На основе анализа технико-экономических показателей выбран ***рекомендуемый к утверждению вариант №3 разработки месторождения.***

Вариант 1 - базовый, предусматривающий реализацию решения, утверждённого в Проекте разработки 2019 года. В варианте предусмотрено бурение с 2026 по 2037 годы в общем **47 добывающих скважин**.

Вариант 2. Рекомендовано в период с 2026 по 2037 годы **бурение 37 вертикальных скважин**, также предусмотрен ввод скважин из освоения и обустройства, ввод скважин из бездействия, проведение ГРП в новом и переходящем фонде скважин.

Вариант 3 (рекомендуемый). Рекомендовано в период с 2026 по 2037 годы **бурение 68 вертикальных добывающих скважин**, также предусмотрен ввод скважин из освоения и обустройства, ввод скважин из бездействия, проведение ГРП в новом и переходящем фонде скважин.

Вариант 4. Рекомендовано **бурение** в период с 2026 по 2037 годы **всего 65 скважин**, из них: **52 вертикальных добывающих скважин и 13 горизонтальных скважин**, также предусмотрен ввод скважин из освоения и обустройства, ввод скважин из бездействия, проведение ГРП в новом и переходящем фонде скважин.

По системе сбора и транспортировки нефти рассмотрено 4 варианта по обустройству объектов нефтесбора:

Вариант 1. Подключение проектных добывающих нефтяных скважин из бурения – 42 ед., монтаж на устье нефтяных и газовых скважин контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), подключение проектных добывающих газовых скважин из бурения – 5 ед.

Для реализации проектных решений по варианту №1 потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- газосборный пункт природного газа (манифольд для газовых скважин, газосепаратор для очистки природного газа от жидкости и механических примесей) – 1 ед.,



-
- прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора,
 - прокладка нефтесборных коллекторов (СПТ, диаметром 6" (150 мм)),
 - прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода,
 - прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта,
 - строительство проектной автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ) – 2 ед.

Вариант 2. Подключение проектных добывающих нефтяных скважин из бурения – 32 ед., подключение проектных добывающих газовых скважин из бурения – 5 ед., монтаж на устье нефтяных и газовых скважин контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.).

Для реализации проектных решений по варианту №2 потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- газосборный пункт природного газа (манифольд для газовых скважин, газосепаратор для очистки природного газа от жидкости и мех.примесей) – 1 ед.,
- прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора,
- прокладка нефтесборных коллекторов (СПТ, диаметром 6" (150 мм)),
- прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода,
- прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта,
- строительство проектной автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ) – 2 ед.

Вариант 3. Подключение проектных добывающих нефтяных скважин из бурения – 63 ед., подключение проектных добывающих газовых скважин из бурения – 5 ед., монтаж на устье нефтяных и газовых скважин контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.).

Для реализации проектных решений по варианту №3 потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- газосборный пункт природного газа (манифольд для газовых скважин, газосепаратор для очистки природного газа от жидкости и мех.примесей) – 1 ед.,
- прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора,
- прокладка нефтесборных коллекторов (СПТ, диаметром 6" (150 мм)),
- прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода,
- прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта,
- строительство проектной автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ) – 2 ед.

Вариант 4. Подключение проектных вертикальных добывающих нефтяных скважин из бурения – 47 ед., подключение проектных добывающих нефтяных горизонтальных скважин из бурения – 13 ед., подключение проектных добывающих газовых скважин из бурения – 5 ед., монтаж на устье нефтяных и газовых скважин контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.).

Для реализации проектных решений по варианту №4 потребуется провести работы по монтажу и строительству:



-
- газосборный пункт природного газа (манифольд для газовых скважин, газосепаратор для очистки природного газа от жидкости и мех.примесей) – 1 ед.,
 - прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора,
 - прокладка нефтесборных коллекторов (СПТ, диаметром 6" (150 мм)),
 - прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода,
 - прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта,
 - строительство проектной автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ) – 2 ед.

Рассмотрено 4 варианта по обустройству объектов ППД. Объемы работ по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов:

Вариант 1. Перевод скважин под нагнетание воды – 27 ед., установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды, монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) скважин, переведенных под нагнетание.

Вариант 2. Перевод скважин под нагнетание воды – 27 ед., установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды, монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) скважин, переведенных под нагнетание.

Вариант 3. Перевод скважин под нагнетание воды – 40 ед., установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды, монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) скважин, переведенных под нагнетание.

Вариант 4. Перевод скважин под нагнетание воды – 40 ед., перевод скважин под нагнетание нестабильного газового конденсата (НГК) – 2 ед., установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды и закачиваемого НГК, монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) скважин, переведенных под нагнетание, прокладка трубопроводов скважин, переведенных под нагнетание нестабильного газового конденсата (НГК) (СПТ, Ду 76 мм, Р=12 МПа), прокладка нагнетательного сточного трубопровода для НГК.

Динамика основных технологических показателей разработки и характеристика фонда скважин в целом по месторождению Дунга приведены в Отчете Проект разработки месторождения Дунга.



2.2 Техничко-экономическис показатели вариантов разработки

Целью настоящего раздела является оценка экономической эффективности разработки месторождения с учетом особенностей реализации нефтегазовых проектов в Республике Казахстан. Результаты проведенной экономической оценки позволяют предварительно определить доходы государства и недропользователя.

Источниками финансирования капитальных вложений по вариантам разработки месторождения будут собственные средства недропользователя.

Экономическая оценка вариантов разработки месторождения Дунга проводилась в соответствии с требованиями нормативного документа «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239. Финансово-экономические расчеты проведены в соответствии с «Основными правилами экономической оценки вариантов разработки месторождений углеводородов» и учитывают особенности международных стандартов экономической оценки эффективности инвестиционных проектов.

Целью настоящего раздела является оценка экономической эффективности разработки месторождения Дунга с учетом особенностей реализации нефтегазовых проектов в Республике Казахстан. Результаты проведенной экономической оценки позволяют предварительно определить доходы государства и недропользователя.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемый в виде соотношения между доходами и расходами предприятия. В настоящем разделе были использованы следующие основные принципы и подходы оценки экономической эффективности проекта, применяемые в общепринятой мировой практике:

- моделирование потоков объемов продукции, ресурсов и денежных средств;
- определение эффекта путем сопоставления предстоящих доходов и расходов;
- расчет значений показателей экономической и бюджетной эффективности по проекту;
- приведение предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их соизмеримости по экономической ценности к начальному периоду;
- учет влияния инфляции на ценность денежных средств.

Проектный срок по рассматриваемым вариантам разработки месторождения является одинаковым для всех вариантов и составляет 68 лет с 2025 по 2092 гг.

Рентабельный срок по вариантам представляет собой период безубыточной добычи нефти, после завершения, которого потоки денежной наличности принимают отрицательные значения.

Интервал планирования в расчетах установлен, как промежуток времени, соответствующий одному календарному году.

Моделирование финансово-экономических показателей на период разработки месторождения Дунга включает доходы от реализации углеводородов, эксплуатационные расходы и капитальные вложения, необходимые для реализации данного проекта.

Критерий экономической эффективности, которые были рассчитаны в ходе технико-экономического анализа, легли в основу сравнения результатов по вариантам разработки и выбора рекомендуемого к внедрению варианта. Основными критериями доходности по настоящему проекту являются потоки денежной наличности, чистая



приведенная стоимость, внутренняя норма доходности и срок окупаемости проекта.

Масштабы цен, приведенные в расчетах, позволяют сопоставить полученные результаты экономической оценки. Для сокращения масштабов цен все стоимостные показатели были переведены из национальной валюты «тенге» в «\$ USD» по валютному курсу, утвержденному в числе основных макроэкономических показателей РК на перспективу. При расчете нормативов принят курс \$ США на момент начала расчета. Предполагается, что на весь период расчета обменный курс национального банка РК будет неизменным и составит 540 тенге за 1 \$ США в соответствии с макроэкономическими показателями прогноза АО «Самрук-Казына». Результаты расчетов представлены в долларах США «\$ USD» и национальной валюте РК «тенге».

Цена реализации нефти на внешний рынок принята в соответствии с макроэкономическими показателями АО «НК «КМГ» на 2025-2029 годы. Цена реализации нефти и газа на внутреннем рынке принята по фактическим данным недропользователя на момент составления расчета.

Реализация продукции будет осуществляться следующим образом:

- за проектный период нефть будет реализована в пропорции 85% на внешний рынок, и 15% - на внутренний рынок;
- газ будет использован на собственные нужды, далее остаток газа будет реализован на внутреннем рынке.

Результаты расчетов описаны и представлены в прогнозных ценах, т.е. с учетом инфляции. **Инфляция** цен, стоимостных показателей инвестиций и затрат принята применительно к доллару США по среднемировым темпам инфляции в 2% в год.

Дисконтирование проводилось исходя из теории временной стоимости денег для получения суммы потоков платежей, приведенных к настоящему моменту времени. Для определения дисконтированных потоков по данным недропользователя принята ставка дисконтирования 10%.

Источниками финансирования капитальных вложений по вариантам разработки месторождения будут собственные средства недропользователя. Предполагается, что для обеспечения необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения, заемные средства привлекаться не будут.

Стоит отметить, что в расчетах была учтена остаточная стоимость основных фондов по ранее осуществленным капитальным вложениям, которые включают в себя имеющиеся производственные мощности промыслового обустройства и скважины.

Экономическая оценка проведена по четырем вариантам разработки, отличающимся между собой различными технико-технологическими характеристиками.

Сравнительный анализ технико-технологических показателей по вариантам разработки представлен в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Сравнительный анализ технико-технологических показателей за проектный период по вариантам разработки

№ п/п	Наименование показателей	ЕИ	Показатели за проектный период			
			1 вариант	2 вариант	3 вариант	4 вариант
1	Проектный срок	годы	2025 - 2092	2025 - 2092	2025 - 2092	2025 - 2092
2	Количество лет проектного срока	лет	68	68	68	68
3	Объем добычи жидкости	тыс. тонн	108 156	106 759	105 320	105 452
4	Объем добычи нефти	тыс. тонн	21 389	22 069	23 650	24 791



№ п/п	Наименование показателей	ЕИ	Показатели за проектный период			
			1 вариант	2 вариант	3 вариант	4 вариант
5	Объем добычи газа	млн. м3	4 820	4 704	4 598	4 810
6	Бурение новых скважин:	единиц	47	37	68	65
6.1	вертикальные	единиц	42	32	63	47
6.2	горизонтальные	единиц	0	0	0	13
6.3	газодобывающие	единиц	5	5	5	5
7	КИН	д.е.	0,295	0,302	0,317	0,328

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

При принятых условиях и допущениях, представленный проект экономически эффективен по всем четырем вариантам разработки. Для выбора наилучшего варианта разработки месторождения Дунга проведено сравнение результатов основных технико-экономических показателей по всем рассматриваемым вариантам, приведенных в сводной таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Интегральные экономические показатели за рентабельный период

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам			
		1	2	3	4
Рентабельный период	годы	2025 - 2067	2025 - 2069	2025 - 2072	2025 - 2069
Суммарная добыча жидкости за рентабельный период	тыс.тонн	69 146	71 156	75 083	70 542
Суммарная добыча нефти за рентабельный период	тыс.тонн	17 574	18 517	20 478	20 496
Суммарная добыча газа за рентабельный период	млн.м3	3 049	3 183	3 275	3 254
Коэффициент извлечения нефти за рентабельный период	д.е.	0,257	0,267	0,286	0,286
Ввод новых скважин из бурения	сквж	47	37	68	65
вертикальные	сквж	42	32	63	47
горизонтальные	сквж	0	0	0	13
газодобывающие	сквж	5	5	5	5
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. \$	8 882,9	9 474,5	10 731,3	10 565,0
Капитальные затраты, за рентабельный период (без НДС)	млн. \$	201,93	164,18	289,49	388,68
в строительство скважин	млн. \$	97,3	74,8	138,1	237,5
в нефтепромысловое строительство	млн. \$	104,6	89,4	151,4	151,2
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации	млн. \$	6 282,3	6 568,4	7 527,1	7 461,1
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. \$	5 784,9	6 083,8	6 921,3	6 809,7
производственные расходы	млн. \$	3 572,3	3 731,0	4 264,9	4 232,0
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. \$	235,6	249,6	284,1	271,8
непроизводственные расходы	млн. \$	1 977,0	2 103,2	2 372,3	2 305,9
Операционный доход	млн. \$	2 600,6	2 906,1	3 204,2	3 103,9
Чистая прибыль	млн. \$	1 776,1	1 971,4	2 171,0	2 121,9
Полная себестоимость 1 тонны нефти	\$/тонна	357,46	354,71	367,56	364,00
Чистые недисконтированные поступления					



Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам			
		1	2	3	4
- до налогообложения	млн. \$	3 329,0	3 684,8	4 043,7	3 864,8
- после налогообложения	млн. \$	2 072,8	2 292,4	2 487,3	2 385,3
- поступления Государству	млн. \$	1 258,7	1 393,6	1 556,4	1 480,8
Чистые дисконтированные поступления, NPV					
- до налогообложения					
при ставке дисконта в 10%	млн. \$	1 230,3	1 319,8	1 344,0	1 321,0
- после налогообложения					
при ставке дисконта в 10%	млн. \$	843,0	903,7	909,2	888,2
Бюджетная эффективность					
при ставке дисконта в 10%	млн. \$	387,3	416,1	434,8	432,9
Срок окупаемости проекта, DPP	год	менее года	менее года	менее года	менее года
Индекс доходности, PI при ставке дисконта в 10 %	ед.	7,7	9,1	5,7	4,7

ВЫВОДЫ

Проведенные расчеты показали, что за рентабельный период разработки самыми наилучшими технико-экономическими показателями обладает третий вариант, так как:

- первый вариант** - предусматривает продолжение реализации основных решений действующего проектного документа на разработку месторождения Дунга (ПР -2019г.). В данном варианте предусмотрено бурение с 2023 по 2025 годы в общем 47 добывающих скважин (27 вертикальных скважин на аптский горизонт, 15 вертикальных скважин на Ю-ИБ нефтяной горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-ИА, Ю-ИБ, Ю-ПБ газовый горизонт). Объемы добычи по первому варианту за рентабельный период составили 17 574 тыс. тонн нефти, газа – 3 049 млн. м3, что отразилось на уровне КИН, который составляет 0,257 д.е., NPV после налогообложения при ставке WACC 10 % равен 843,0 млн.\$;

- второй вариант** - предусматривает продолжение реализации основных решений действующего проектного документа на разработку месторождения Дунга (ПР -2019г.) и отличается от базового варианта (Вариант 1) количеством проведения вывода из освоения, переводом с других объектов, переводом под закачку, проведением ГРП. В данном варианте предусмотрено бурение 37 вертикальных (27 вертикальных скважин на аптский горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-ИБ нефтяной горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-ИА, Ю-ИБ, Ю-ПБ газовый горизонт). Также предусмотрен вывод скважин из освоения и обустройства, вывод скважин из бездействия, проведение ГРП в новом и переходящем фонде скважин. За рентабельный период разработки ожидается объем добычи нефти – 18 517 тыс.тонн, газа – 3 183 млн.м3, значение рентабельного КИН – 0,267 д.е. NPV после налогообложения при ставке WACC 10% равен 903,7 млн.\$;

- третий вариант** - предусматривает положения Варианта 2, но с дополнительным бурением 31 вертикальных скважин в зонах, не охваченных разработкой аптского горизонта. В данном варианте предусмотрено бурение 68 вертикальных добывающих скважин (58 вертикальных скважин на аптский горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-ИБ нефтяной горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-ИА, Ю-ИБ, Ю-ПБ газовый горизонт). Также предусмотрен вывод скважин из освоения и обустройства, вывод скважин из бездействия, проведение ГРП в новом и переходящем фонде скважин. За рентабельный период разработки ожидается объем добычи нефти – 20 478 тыс.тонн, газа –3 275 млн.м3, значение рентабельного КИН – 0,286 д.е. Данный вариант имеет наиболее выгодные



экономические показатели и превосходит альтернативные варианты по суммарной выручке, по чистой прибыли и по основному показателю, определяющему выбор рекомендуемого варианта и эффект проекта - чистым дисконтированным поступлениям недропользователя NPV, которые за рентабельный период эксплуатации составляют самые высокие положительные значения при ставке дисконта 10% 909,2 млн.\$, PI при ставке WACC 10% равен 5,7 ед.;

- **четвертый вариант** - в данном варианте предусмотрено бурение 52 вертикальных добывающих скважин и 13 горизонтальных скважин (42 вертикальных и 13 горизонтальных добывающих скважин на аптский горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-ИБ нефтяной горизонт, 5 вертикальных скважин на Ю-IA, Ю-IB, Ю-ПБ газовый горизонт). Также предусмотрен вывод скважин из освоения и обустройства, вывод скважин из бездействия, проведение ГРП в новом и переходящем фонде скважин. За рентабельный период разработки ожидается объем добычи нефти – 20 496 тыс.тонн, газа – 3 254 млн.м3, значение рентабельного КИН – 0,286 д.е. NPV после налогообложения при ставке WACC 10% равен 888,2 млн.\$.

Проведенные технико-экономические расчеты показали, что по третьему варианту экономические показатели оказались лучше, чем по сравнению с другими альтернативными вариантами разработки месторождения Дунга. По третьему варианту выше суммарная выручка, операционный доход, чистая прибыль, поток денежной наличности, величина чистой приведенной стоимости.

По результатам проведенного технико-экономического анализа наилучшими технико-экономическими показателями характеризуется *третий вариант, который рекомендуется к реализации*

2.3 Обоснование варианта, выбранного инициатором намечаемой деятельности для применения

В рамках настоящей работы рассмотрены 4 варианта разработки:

Основные проектные решения на период разработки месторождения Дунга по рассматриваемым вариантам:

Вариант 1 - базовый, предусматривающий реализацию решения, утвержденного в Проекте разработки 2019 года. В варианте предусмотрено бурение с 2026 по 2037 годы в общем **47 добывающих скважин**.

Вариант 2. Рекомендовано бурение **37 вертикальных скважин**, также предусмотрен ввод скважин из освоения и обустройства, ввод скважин из бездействия, проведение ГРП в новом и переходящем фонде скважин.

Вариант 3 (рекомендуемый). Рекомендовано бурение **68 вертикальных добывающих скважин**, также предусмотрен ввод скважин из освоения и обустройства, ввод скважин из бездействия, проведение ГРП в новом и переходящем фонде скважин.

Вариант 4. Рекомендовано бурение **всего 65 скважин, из них: 52 вертикальных добывающих скважин и 13 горизонтальных скважин**, также предусмотрен ввод скважин из освоения и обустройства, ввод скважин из бездействия, проведение ГРП в новом и переходящем фонде скважин.

По системе сбора и транспортировки нефти рассмотрено 4 варианта по обустройству объектов нефтесбора:

Вариант 1. Подключение проектных добывающих нефтяных скважин из бурения – 42 ед., монтаж на устье нефтяных и газовых скважин контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), подключение проектных добывающих газовых



скважин из бурения – 5 ед., газосборный пункт природного газа (манифольд для газовых скважин, газосепаратор для очистки природного газа от жидкости и мех.примесей) – 1 ед., прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора, прокладка нефтесборных коллекторов (СПТ, диаметром 6" (150 мм)), прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода, прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта, строительство проектной автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ) ОЗНА-Импульс – 2 ед. (2026 г.).

Вариант 2. Подключение проектных добывающих нефтяных скважин из бурения – 32 ед., подключение проектных добывающих газовых скважин из бурения – 5 ед., монтаж на устье нефтяных и газовых скважин контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), газосборный пункт природного газа (манифольд для газовых скважин, газосепаратор для очистки природного газа от жидкости и мех.примесей) – 1 ед., прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора, прокладка нефтесборных коллекторов (СПТ, диаметром 6" (150 мм)), прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода, прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта, строительство проектной автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ) ОЗНА-Импульс – 2 ед. (2026 г.).

Вариант 3. Подключение проектных добывающих нефтяных скважин из бурения – 63 ед., подключение проектных добывающих газовых скважин из бурения – 5 ед., монтаж на устье нефтяных и газовых скважин контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), газосборный пункт природного газа (манифольд для газовых скважин, газосепаратор для очистки природного газа от жидкости и мех.примесей) – 1 ед., прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора, прокладка нефтесборных коллекторов (СПТ, диаметром 6" (150 мм)), прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода, прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта, строительство проектной автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ) ОЗНА-Импульс – 2 ед. (2026 г.).

Вариант 4. Подключение проектных вертикальных добывающих нефтяных скважин из бурения – 47 ед., подключение проектных добывающих нефтяных горизонтальных скважин из бурения – 13 ед., подключение проектных добывающих газовых скважин из бурения – 5 ед., монтаж на устье нефтяных и газовых скважин контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), газосборный пункт природного газа (манифольд для газовых скважин, газосепаратор для очистки природного газа от жидкости и мех.примесей) – 1 ед., прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора, прокладка нефтесборных коллекторов (СПТ, диаметром 6" (150 мм)), прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода, прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта, строительство проектной автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ) ОЗНА-Импульс – 2 ед. (2026 г.).

Рассмотрено 4 варианта по обустройству объектов ППД. Объемы работ по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов:

Вариант 1. Перевод скважин под нагнетание воды – 27 ед., установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды, монтаж на устье контролирующего



оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) скважин, переведенных под нагнетание.

Вариант 2. Перевод скважин под нагнетание воды – 27 ед., установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды, монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) скважин, переведенных под нагнетание.

Вариант 3. Перевод скважин под нагнетание воды – 40 ед., установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды, монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) скважин, переведенных под нагнетание.

Вариант 4. Перевод скважин под нагнетание воды – 40 ед., перевод скважин под нагнетание нестабильного газового конденсата (НГК) – 2 ед., установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды и закачиваемого НГК, монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) скважин, переведенных под нагнетание, прокладка трубопроводов скважин, переведенных под нагнетание нестабильного газового конденсата (НГК) (СПТ, Ду 76 мм, Р=12 МПа), прокладка нагнетательного сточного трубопровода для НГК.

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

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

Проанализировав технико-экономические, социальные и экологические показатели, рекомендуемым к реализации вариантом разработки месторождения Дунга был выбран вариант №3.

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по всем рассматриваемым вариантам не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на данной территории, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем веществам и группам суммаций. Строительство объектов относится к кратковременным работам.

В целом, при соблюдении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий, существенный и необратимый вред качеству атмосферного воздуха рассматриваемой территории при реализации любого из вариантов разработки нанесен не будет. Таким образом, можно сделать вывод о допустимости и целесообразности разработки месторождения Дунга по любому из рассмотренных вариантов при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий.



2.4 Альтернативный вариант

В рамках Отчета помимо базового и рекомендуемого варианта №3 были рассмотрены три альтернативных варианта №1, №2 и №4.

Альтернативные варианты намечаемой деятельности предусматривают бурение меньшего количества скважин (варианты №1, №2 и №4) по сравнению с 3 рекомендуемым вариантом разработки.

В результате проведенных расчетов и технико-экономического анализа значение количества извлекаемых углеводородов и рентабельного КИН альтернативных вариантов оказались значительно низкими. Таким образом, при их реализации уменьшится количество извлекаемых запасов, а также не будет достигнут утвержденный КИН, что не обеспечит выполнение статьи 89 «Кодекса о недрах и недропользовании» по обеспечению полноты извлечения из недр полезных ископаемых.

Поэтому экономически целесообразным был выбран рекомендуемый вариант №

3.

Более подробно описание и технические характеристики всех рассматриваемых вариантов предложены в разделе 2.1 Отчета о ВВ и в Отчете Проект разработки месторождения Дунга.

2.5 Жизнь и здоровье людей, условия их проживания и деятельности

Отрицательное воздействие на местное население может быть оказано в результате загрязнения атмосферного воздуха, акустического воздействия и вибрацией при проведении строительных работ, а также на этапе эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности.

Строительная площадка и производственный объект представляют риск в том случае, если доступ населения к ним не контролируется надлежащим образом.

В связи с нахождением проектируемого объекта на значительном расстоянии от населенных пунктов, значимого воздействия на здоровье и безопасность местного населения не ожидается. В границах установленной санитарно-защитной зоны - 1000 м жилая застройка отсутствует.

Месторождение Дунга, на территории которой планируется намечаемая деятельность по строительству объектов, расположено на достаточном расстоянии от населенных пунктов (более 14 км) и, таким образом, данный объект не будет представлять угрозы для жизни и здоровья населения.

Воздействие на здоровье работающего персонала мало, так как предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосфере ниже нормативных требований в рабочей зоне. Из анализа технологических проектных решений установлено, что уровень производства высокий и созданы условия для значительного облегчения труда и оздоровления производственной среды на рабочих местах.

Результаты расчета риска для здоровья населения при реализации намечаемой деятельности представлены в Приложении 6.

При анализе оценки риска здоровью населения, который представлен в Приложении 6 и на рисунке 2.1 можно сделать следующие выводы:

Как показал расчет коэффициент опасности (HQ) не превышает единицу, следовательно, вероятность развития у человека вредных эффектов, при ежедневном поступлении вещества в течение жизни, не существенна и такое воздействие характеризуется как допустимое.



Оценка воздействия на социально-экономические условия проживания населения представлена в Главе 10.

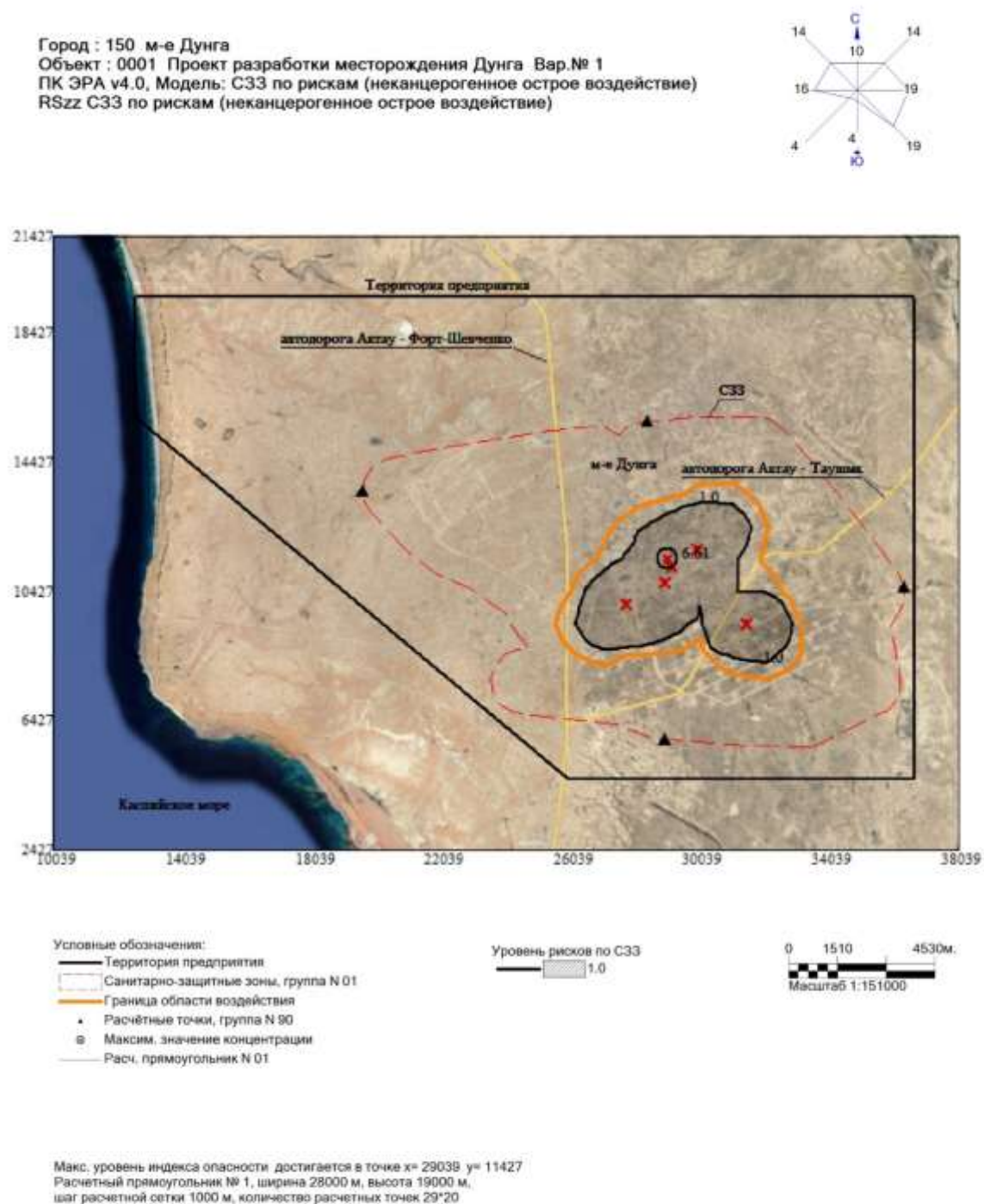


Рисунок 2.1- Карта-схема оценки риска здоровью населения (на границе С33)



2.6 Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности

В случае отказа от намечаемой деятельности разработка месторождения будет осуществляться по варианту № 1 (базовый).

Описание базового варианта дано в пунктах 1.4 и 2.1 данного Отчета.

В целом воздействие на окружающую среду по всем вариантам разработки ожидается в рамках средней значимости.

Необходимо отметить, что базовый вариант №1 разработки месторождения является менее рациональным как по социальным, так и по экономическим факторам.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от социально важных для региона и в целом для Казахстана видов деятельности.



3. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

3.1 Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)

При строительстве объектов основными видами воздействия *на растительность* будут являться:

- изъятие земель под строительство объектов;
- механическое нарушение земель при строительстве объектов;
- движение строительной техники по временным дорогам;
- химическое загрязнение земель при строительстве объектов (в результате выбросов в атмосферу загрязняющих веществ: выхлопных газов и пыли).

Проведение работ по строительству и эксплуатации отразится на растительном покрове в виде следующих изменений:

- частичное уничтожение растительности будет происходить при бетонировании устьев скважины, площадок;
- частичное повреждение растений (реже уничтожение) будет:
 - при загрязнении почвенно-растительного покрова выхлопными газами, ГСМ, отработанными буровыми растворами, буровыми шламами, нефтью и пластовыми водами;
 - при запылении придорожной растительности;
 - при бурении скважин и эксплуатации проектируемого оборудования.

В целом, причиной нарушения растительного покрова (механические факторы воздействия) являются:

- расширение сети грунтовых дорог к участкам работ;
- строительство трубопроводов, площадок под скважины и технологическое оборудование;
- движение автотранспорта.

На состояние растительности территории планируемого расположения объектов будут оказывать воздействие как природные, так и антропогенные факторы, кумулятивный эффект которых выражается в развитии и направлении процессов динамики как растительности, так и экосистем в целом.

Растительный покров – один из наименее защищенных компонентов ландшафта, который повсеместно подвергается воздействию антропогенной деятельности.

Наибольшие негативные последствия для растительности имеют, как правило, физические воздействия, проявляющиеся в виде механических нарушений почвенно-растительного покрова, сопровождаемые снижением почвенных характеристик нарушаемых земель.

Следует отметить, что по предварительным данным флора участков, намеченных под строительство, не представляет ни большой сельскохозяйственной, ни большой экологической ценности, имеет скудный покров, схожие виды растений на прилегающих территориях. На территории участков, которые будут находиться под воздействием проекта, нет каких-либо редких видов или исчезающих сообществ, требующих специальной защиты.



В период проведения работ по реализации рассматриваемого проекта влияние на представителей **животного мира** может сказываться при воздействии следующих факторов:

- прямых (изъятие или вытеснение части популяций, уничтожение части мест обитания и т.д.);
- косвенных (сокращение площади мест обитания, качественное изменение среды обитания).

Влияние работ, производимых на территории месторождения, на биоценозы выражается, главным образом, в резком сокращении площадей обитания животных в результате изъятия земель под планируемое строительство. Проведение таких видов работ, как прокладка дорог, рытье траншей и котлованов, трансформация и загрязнение почвенно-растительного покрова, фактор беспокойства и т.д. – все эти факторы способны вызвать как количественное, так и качественное изменение состава фауны данного региона.

За счет изменения режима увлаженности, загрязнения производственно-бытовыми отходами может уменьшиться число пустынных и эндемичных видов животных, увеличиться численность биологически пластичных видов, неизбежно появление санантропных видов. Территории, занятые несанкционированными свалками с мусором, также будут заселяться санантропными видами птиц и грызунов. Рост численности грызунов привлечет сюда некоторых хищных млекопитающих, которые, по – видимому, найдут себе укромные уголки для норения.

Таким образом, по отношению к млекопитающим может произойти двойной эффект: с одной стороны, произойдет резкое падение численности, уничтожение и переселение многих полезных видов, а с другой стороны – расселение и возрастание численности видов, потенциально опасных для здоровья человека.

На участках с нарушенным почвенно-растительным покровом произойдет резкое сокращение численности пресмыкающихся (ящерицы, змеи) и некоторых наземно гнездящихся птиц.

Определенное влияние проводимые работы окажут на крупных млекопитающих, которые будут вытеснены из зоны прямого воздействия (фактор беспокойства и пр.). При проведении различного рода строительных работ возможна гибель животных в траншеях. Большую угрозу животным представляют автодороги с бетонным и асфальтовым покрытием. Интенсивное движение и большая скорость передвижения автотранспорта также могут быть причиной гибели животных. В связи с этим необходимо ограничивать скорость движения транспорта до 60 км/час, а на отдельных участках дорог выставять дорожные знаки, указывающие на повышенную опасность столкновения с животным.

3.2 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

Намечаемая деятельность планируется на территории месторождения Дунга. Месторождение Дунга располагается на лицензионной территории Филиала «Dunga Operating GmbH» в г. Актау.

Проектом планируется проводить работы на землях промышленности, транспорта, связи, обороны и иного несельскохозяйственного назначения.

Площадь горного отвода месторождения Дунга – 28125,9 га. Площадь земельного отвода месторождения Дунга – 8485,2013 га.

Землеотводные документы:



-
- площадь земельного участка - 103,246 га (Акт на земельный участок №2024-2412327 от 14.08.2024 г., кадастровый номер земельного участка: 13-203-007-574, целевое назначение земельного участка - для добычи углеводородного сырья, срок окончания аренды - до 01.05.2039 г.);
 - площадь земельного участка - 5,1505 га (Акт на земельный участок №2024-2406273 от 14.08.2024 г., кадастровый номер земельного участка: 13-203-022-244, целевое назначение земельного участка - для добычи углеводородного сырья, срок окончания аренды - до 01.05.2039 г.);
 - площадь земельного участка - 2349,9266 га (Акт на земельный участок №2024-2418582 от 15.08.2024 г., кадастровый номер земельного участка: 13-203-022-245, целевое назначение земельного участка - для добычи углеводородного сырья, срок окончания аренды - до 01.05.2039 г.);
 - площадь земельного участка - 6026,8782 га (Акт на земельный участок №2024-2448840 от 19.08.2024 г., кадастровый номер земельного участка: 13-199-007-1140, целевое назначение земельного участка - для добычи углеводородного сырья, срок окончания аренды - до 01.05.2039 г.).

Дополнительного отвода земель не требуется. Под строительство буровой установки и размещение оборудования и техники на одну скважину отводится 2,1 га территории месторождения.

В границах месторождения Дунга особо охраняемые природные территории и памятники историко-культурного наследия отсутствуют. Территория месторождения не попадает в земли государственного лесного фонда.

Подробная характеристика современного состояния почвенно-растительного покрова и животного мира приведена в разделах 1.1.3, 1.2.3, 1.2.4.

Данные земли не представляют сельскохозяйственной ценности.

Проектируемые работы будут происходить на территории действующего месторождения. Почвы рассматриваемой территории под воздействием многолетних антропогенных и техногенных нарушений были подвержены механическим изменениям. Рассматриваемая территория имеет почвенный покров с весьма низким проективным покрытием. Почвенный покров с весьма низким проективным покрытием можно назвать деградированным, неполным, или опустыненным, в зависимости от причин такого состояния. Это указывает на состояние, когда растительный покров, а следовательно, и почвенный слой, значительно нарушен или отсутствует из-за таких факторов, как эрозия, засуха или опустынивание.

Чтобы не допустить негативного воздействия требуется обратить большое внимание на недопущение движения транспорта вне обустроенных автодорог, а также каких-либо механических нарушений почвенно-растительного слоя за пределами буровых и строительных площадок.

3.3 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

Качество поверхностных и подземных вод может подвергаться изменениям под воздействием природных и техногенных факторов.

К природным факторам относятся:

- геолого-гидрологические факторы естественной защищенности;
- климатические факторы питания поверхностных и подземных вод;



– геолого-гидрологические факторы миграции ингредиентов (химический состав и физико-химические свойства природных вод, наличие в воде микробов и ее состав и др.).

К техногенным факторам относятся:

– факторы поступления загрязняющих веществ из атмосферы (выбросы от источников);

– факторы поступления загрязняющих веществ из накопителей сточных вод.

Поскольку проектируемые работы ведутся на значительном удалении от моря (более 7,3 км), следовательно, воздействие на поверхностные воды исключается.

Случайным фактором воздействия на подземные воды может быть: утечки горюче-смазочных материалов и нефтепродуктов, хим реагентов, буровых растворов, пластовых вод при просачивании их в почву, а далее в подземные воды. Однако такое возможно только при аварийных ситуациях, при неисправностях строительной техники и автотранспорта. Вся эксплуатируемая техника и оборудование будет проходить постоянное техническое обслуживание. С целью недопущения проникновения загрязняющих веществ в грунт и далее в подземные воды, площадки добывающих скважин выполнены с утрамбовкой насыпи и гравийным покрытием, минимальная высота насыпи 0,8 м. Также предусмотрена надежная гидроизоляция синтетической пленкой площадки под вышечно-лебедочным блоком, устройство гидроизолированных желобов для стока жидких отходов бурения в герметичные емкости (контейнеры), бетонирование дна и стенок шахты с целью недопущения проникновения фильтрата отходов бурения в грунт.

Основными источниками загрязнения почв, а в дальнейшем и подземных вод может являться технологическое оборудование и трубопроводы. Загрязнение может происходить при неплотном соединении в сальниках задвижек, при подъеме из скважин насосно-компрессорных труб, при проверке скважин на герметичность и т.д.

При должном соблюдении мер (герметизация технологических схем и гидроизоляция производственных площадок и т.п), предусматривающих исключение попадания этих веществ/реагентов на поверхность земли, проведение планируемых работ не скажется на состоянии подземных вод.

Вода из поверхностных источников использоваться не будет. Пересечение водных объектов проектом также не предусмотрено. Поэтому в условиях безаварийной эксплуатации воздействия на подземные воды можно избежать при неукоснительном соблюдении соответствующих природоохранных мероприятий.

3.4 Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии - ориентировочно безопасных уровней воздействия на него).

Оценка существенного воздействия на атмосферный воздух подробно приведена в разделе 1.5.1.

Превышений ПДК на границе СЗЗ не выявлено, область воздействия не выходит за границы СЗЗ.

3.5 Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем

В рамках Экологического кодекса разработана глава «Государственное управление в сфере адаптации к изменению климата», которая предусматривает внедрение



семиэтапного процесса адаптации к изменению климата, включающего сбор информации, оценку уязвимости, планирование, разработку, осуществление, мониторинг мер по адаптации к изменению климата в наиболее уязвимых секторах, таких как сельское и лесное хозяйство, водные ресурсы, гражданская защита.

Согласно статье 312 ЭК РК под изменением климата понимается статистически значимое колебание средних показателей состояния климата либо его изменчивости в течение десятилетия или более продолжительного периода, которое прямо или косвенно обусловлено деятельностью человека, вызывающей изменения в составе глобальной атмосферы, и накладывается на естественные колебания климата, наблюдаемые на протяжении сопоставимых периодов времени.

Адаптация к изменению климата осуществляется в соответствии с Кодексом и международными договорами Республики Казахстан в области изменения климата и означает процесс предотвращения и снижения потерь и использования выгод, связанных с наблюдаемыми и прогнозируемыми воздействиями изменения климата.

Под воздействиями изменения климата понимаются наблюдаемые и прогнозируемые положительные и отрицательные эффекты в экологических системах, обществе и экономике, вызванные изменением климата и связанными с ним экстремальными метеорологическими и иными природными явлениями.

Ключевым направлением усилий по обеспечению устойчивости к изменению климата является устранение уязвимости сообществ, государств и стран в настоящее время в отношении многих последствий изменения климата. В настоящее время усилия по обеспечению устойчивости к изменению климата включают социальные, экономические, технологические и политические стратегии, которые реализуются на всех уровнях общества. От действий местных сообществ до глобальных договоров решение проблемы устойчивости к изменению климата становится приоритетом, хотя можно утверждать, что значительная часть теории еще предстоит воплотить в жизнь. Несмотря на это, существует сильное и постоянно растущее движение, поддерживаемое как местными, так и национальными организациями, направленное на создание и повышение устойчивости к изменению климата.

Рамки устойчивости к изменению климата предлагают множество вкладов, которые могут улучшить наше понимание экологических процессов и лучше вооружить правительства и политиков для разработки устойчивых решений, которые борются с последствиями изменения климата.

Работая над повышением устойчивости к изменению климата, лица, определяющие политику, и правительства могут занять более комплексную позицию, которая поможет смягчить вред последствий глобального потепления до того, как они произойдут. Наконец, перспектива устойчивости к изменению климата способствует большей межуровневой взаимосвязанности систем.

Под уязвимостью к изменению климата понимается подверженность экологических систем, общества и экономики неблагоприятным воздействиям изменения климата.

Уязвимость в основном можно разбить на 2 основные категории: экономическая уязвимость на основе социально-экономических факторов и географическая уязвимость.

Экономическая уязвимость

На базовом уровне экономически уязвимое сообщество — это сообщество, которое плохо подготовлено к последствиям изменения климата из-за отсутствия необходимых финансовых ресурсов. Подготовка общества, устойчивого к изменению климата, потребует



огромных инвестиций в инфраструктуру, городское планирование, разработку устойчивых источников энергии и системы готовности

Географическая уязвимость

Второе определение уязвимости относится к географической уязвимости. Наиболее уязвимыми с географической точки зрения местами к изменению климата являются те, на которые повлияют побочные эффекты стихийных бедствий, такие как изменение уровня моря и резкие изменения в экосистемных услугах, включая доступ к продуктам питания.

Для местных и государственных учреждений становится все более важным разрабатывать стратегии реагирования на изменения и адаптировать инфраструктуру для удовлетворения потребностей тех, кто пострадал.

Единственный путь повысить сопротивляемость - обеспечить учет последствий изменения климата в планировании развития, например, посредством:

- включения мер по адаптации в планирование и проектирование инфраструктуры;
- включения мер по снижению уязвимости в существующие стратегии уменьшения риска катастроф.

Предложены три основных группы мер адаптации:

Первая группа включает меры по контролю, лечению и профилактике инфекционной и неинфекционной заболеваемости населения, обусловленной изменением климата:

- Проведение мониторинга и контроля за санитарно-гигиеническим состоянием объектов и природных очагов, которые могут стать причиной распространения инфекционных заболеваний.
- Обеспечение профессиональной подготовки медицинских работников по вопросам профилактики и диагностики метеозависимых состояний.
- Выявление и мониторинг здоровья лиц, наиболее чувствительных к изменению климата.
- Проведение среди населения иммунопрофилактики с учетом прогнозируемого роста ряда инфекционных заболеваний.
- Снижение уровня загрязнения атмосферного воздуха населенных пунктов.
- Заблаговременное оповещение населения о возможных климатических изменениях с целью принятия превентивных мер для уменьшения тяжести ответной реакции организма.
- Повышение социально-экономических условий жизни населения.
- Формирование здорового образа жизни. Повышение уровня санитарно-гигиенической культуры населения.

Вторая группа мер включает использование новых технологий при конструировании и строительстве зданий, обеспечивающих оптимальный температурный режим, комфортные условия для труда и отдыха. Создание зон с охлаждающим микроклиматом - парки, зеленые зоны, фонтаны в населенных местах. Обустройство водоемов для летнего отдыха на воде населения и обеспечение их спасательными службами и т.д.

Третья группа мер включает совершенствование законодательной базы, обеспечивающей предотвращение негативного влияния климата на состояние здоровья различных групп населения, внесение соответствующих изменений в действующие санитарные нормы и правила, строительные нормы, ГОСТы и т.д.



Единственный путь повысить сопротивляемость - обеспечить учет последствий изменения климата в планировании развития, например, посредством:

- включения мер по адаптации в планирование и проектирование инфраструктуры;
- включения мер по снижению уязвимости в существующие стратегии уменьшения риска катастроф.

Сопротивляемость к изменению климата в значительной степени зависит от безотлагательных и масштабных мер по сокращению выбросов парниковых газов.

В рамках реализации Данного проекта предусмотрены все меры, повышающие сопротивляемость к изменению климата.

3.6 Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты

Воздействие на материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические) не ожидается. Описание объектов историко-культурного наследия представлено в разделе 1.1.6.

Проектируемые работы будут происходить на территории действующего месторождения. Ландшафты рассматриваемой территории под воздействием многолетних антропогенных и техногенных нарушений были подвержены механическим изменениям, что привело к возникновению техногенных форм рельефа, оврагообразованию и эрозии.

Анализ типов трансформации ландшафтных комплексов, вследствие строительных и послестроительных нарушений в процессе нефтегазового освоения территории, показывает, что 90% из них возникают в результате механической нагрузки на ландшафты. Рассматриваемая территория имеет растительный покров с весьма низким проективным покрытием. Чтобы не допустить негативной перестройки биоценозов ландшафтов, здесь требуется обратить большое внимание на недопущение движения транспорта вне обустроенных автодорог, а также каких-либо механических нарушений почвенно-растительного слоя за пределами буровых и строительных площадок.

При условии соблюдения технологии строительства и эксплуатации проектируемых объектов, выполнении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий, проведении технической рекультивации нарушенных участков по окончании строительных работ существенные трансформации сложившегося природно-антропогенного ландшафта рассматриваемой территории месторождения не ожидаются.

Кардинальное изменение рельефа при реализации проекта не предусмотрено, общий вид местности значительно не изменится.

По окончании строительства будет проведена техническая рекультивация участка согласно ст. 238 ЭК РК.

Таким образом, проводимые работы на рассмотренных участках (с учетом запланированных проектом природоохранных мероприятий и рекультивации земель) не приведут к масштабной интенсификации экзогенных процессов и необратимым нарушениям рельефа.

В целом воздействие при проведении планируемых работ на ландшафты, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:



Таблица 3.1 - Оценка воздействия на ландшафты

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Варианты №№1 - 4		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Незначительный 1 балл
Интегральная оценка 8 баллов – воздействие низкой значимости		

Интегральная оценка воздействия по всем рассматриваемым вариантам разработки (включая рекомендуемый проектом вариант №3) находится на уровне 8 баллов, что соответствует *воздействию низкой значимости*.

Следовательно, с точки зрения воздействия на ландшафты может быть реализован любой из предложенных вариантов разработки месторождения, при условии выполнения всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий.



4. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ

При проведении разработки месторождения по данному проекту временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом. Постутилизация существующих объектов проводиться не будет.

Данный раздел написан согласно главе 3 п. 25 Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424.

1. Намечаемая деятельность не затрагивает и не оказывает косвенное воздействие на:

- территорию Каспийского моря (в том числе заповедной зоны), особо охраняемых природных территорий, их охранных зон, территорий земель оздоровительного, рекреационного и историко-культурного назначения; территории природных ареалов редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных и растений;
- участки размещения элементов экологической сети, связанных с системой особо охраняемых природных территорий;
- территории (акватории), на которой выявлены исторические загрязнения;
- территории населенных пунктов или его пригородной зоны;
- территории с чрезвычайной экологической ситуацией или в зоне экологического бедствия.

Намечаемая деятельность не включает лесопользование, использование нелесной растительности, пользование животным миром, использование невозобновляемых или дефицитных природных ресурсов, в том числе дефицитных для рассматриваемой территории.

Реализация данного проекта не предусматривает изъятие земель, и не ожидается сокращения мест обитания животных и их кормовой базы.

Намечаемая деятельность не предусматривает организацию сбросов загрязненных стоков в водные объекты и окружающую среду и при выполнении всех заложенных природоохранных мероприятий не ожидается диффузного загрязнения водных объектов.

На территории рассматриваемого участка отсутствуют месторождения подземных вод питьевого качества.

Учитывая вышесказанное, планируемые работы не создадут риски загрязнения водных объектов.

При соблюдении технических решений, предусмотренных проектом, намечаемая деятельность не приведет к возникновению аварий и инцидентов, способных оказать воздействие на окружающую среду и здоровье человека.

При реализации намечаемой деятельности не ожидается существенных изменений: экологической и демографической ситуации, рынка труда, условий проживания населения и его деятельности, включая традиционные народные промыслы.

Намечаемая деятельность планируется на территории, где отсутствуют объекты, имеющие особое экологическое значение, территория предприятия расположена вне особо



охраняемых природных территорий, земель оздоровительного назначения, связанных с особо охраняемыми природными территориями.

Воздействие на компоненты природной среды, важные для ее состояния или чувствительные к воздействиям вследствие их экологической взаимосвязи с другими компонентами при реализации намечаемой деятельности не прогнозируется.

Не ожидается воздействие на маршруты или объекты, используемые людьми для посещения мест отдыха или иных мест при реализации намечаемой деятельности.

На территории предприятия и его санитарно-защитной зоны не выявлены объекты чувствительные к воздействиям (например, больницы, школы, культовые объекты, объекты, общедоступные для населения).

По результатам проведенных расчетов приземных концентраций воздействие на жилые зоны (населенные или застроенные территории) не ожидается, т.к. область воздействия не выходит за пределы санитарно-защитной зоны.

4.1 Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира - в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных)

Намечаемая деятельность планируется на территории нефтегазового месторождения Дунга, поэтому дополнительного отвода земель не требуется.

В настоящее время месторождение Дунга находится в стадии промышленной эксплуатации.

Проектом планируется проводить работы на землях промышленности, транспорта, связи, обороны и иного несельскохозяйственного назначения.

Изъятие растительного и животного мира намечаемой деятельностью не предполагается.

Использование ценных природных и генетических ресурсов, в том числе земель, почв, воды, объектов растительного и животного мира намечаемой деятельностью не предполагается.

4.2 Эмиссии в окружающую среду, накопление отходов и их захоронение

Эмиссии в окружающую среду, накопления отходов и их воздействие на окружающую среду подробно описаны в разделах 1.5.1 и 1.5.6.

Эмиссии в окружающую среду по рекомендуемому варианту № 3 составят:

При строительстве скважин: Выбросы в атмосферу по рекомендуемому 3-му варианту с планом бурения 68 скважин в период с 2026 по 2037 годы – **911,744 тонн/период**. Максимальный объем выбросов загрязняющих веществ ожидается в 2027, 2028 годах при бурении 15 скважин в год – 201,12 т/год.

При эксплуатации скважин: предельные объемы выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации 68-и нефтяных и газовых скважин составят всего **18,8212 т**.

Объемы накопления отходов по рекомендуемому варианту № 3 составят:

- при строительстве 68 скважин (в период с 2026 по 2037 годы): **44234,136 тонн/период**;
- при эксплуатации новых скважин – не планируется образование новых отходов.

Максимальный годовой объем образования отходов по варианту №3 ожидается в 2027-2028 годах: при бурении 15 скважин в год – **9757,53 тонн/год**.



Образование новых видов отходов при эксплуатации вновь вводимого оборудования не ожидается. Объемы образования отходов при эксплуатации будут определены на дальнейших стадиях проектирования в соответствующих рабочих проектах. Эксплуатация нового оборудования будет осуществляться действующим персоналом, поэтому образование коммунальных отходов не ожидается.

На производственных объектах сбор и временное накопление отходов будет осуществляться отдельно для каждой группы отходов в соответствии с классом опасности на специальных площадках (местах).

Филиал «Dunga Operating GmbH» в городе Актау имеет договора со специализированными организациями. Все образующиеся отходы производства и потребления передаются по договору сторонним организациям, имеющие соответствующие лицензии на переработку и утилизацию отходов.

На месторождении Дунга не имеются полигоны захоронения отходов. *Намечаемой деятельностью захоронение отходов на полигоне не предусматривается.*

4.3 Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий

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

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

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

Как следует из действующей Программы развития переработки сырого газа на месторождении Дунга основной объем добытого сырого газа используется в качестве топлива для работы установленного газопотребляющего оборудования (печи подогрева нефти и ГТУ для выработки электроэнергии). Часть газа реализуется АО «НК QazaqGaz» и поставляется в магистральный газопровод.



Общий объем технологически неизбежного сжигания газа на месторождении Дунга за 2025 год составляет 3,047 млн. м³.

Для выбора оптимальных путей решения вопросов по утилизации добываемого газа компанией «Dunga Operating GmbH» в рамках «Программ утилизации/переработки сырого газа» осуществляются различные мероприятия, направленные на улучшение экологической обстановки в регионе и снижение уровня сжигания газа на факельных установках, что позволяет иметь достаточно высокий процент утилизации газа, порядка 95 % за 2024 год. Это показывает, что компания «Dunga Operating GmbH» осуществляет сжигание газа только в объемах технологически необходимых для обеспечения безопасной работы промысловых и производственных объектов.

Норматив технологических потерь нефтяного (попутного) газа согласно расчетам, выполненным в 2025 году филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», составляет 0,046 % от добычи газа.

На предприятии постоянно совершенствуются методы и процессы добычи нефти, разделения и извлечения нефтяного (попутного) газа. Постоянно проводится исследовательская деятельность в области увеличения нефтеотдачи, внедряются новые технологии, модернизируются старые методы.

Уровень технологии

Для оценки уровня примененной в проекте технологии использованы следующие критерии:

- уровень готовности технологии;
- уровень готовности производства;
- уровень готовности интеграции;
- уровень готовности системы.

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

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

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

Уровень готовности системы. Снижены риски интеграции и производства, реализованы механизмы операционной поддержки, оптимизирована логистика, реализован интерфейс с эксплуатацией, система сбора, подготовки и транспортировки углеводородного сырья спроектирована с учетом возможностей производства, обеспечены доступность и защита критической информации. Продемонстрированы интеграция



системы сбора, подготовки и транспортировки углеводородного сырья, взаимодействие с ней, безопасность и полезность. Функциональные возможности соответствуют требованиям заказчика. Поддержка системы осуществляется в соответствии с требованиями к эксплуатации наименее затратным образом на протяжении всего жизненного цикла.

Рекомендации при внедрении наилучших доступных технологий

Выбор НДТ проводится с учетом следующих критериев:

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

- наличие ресурсо- и энергосберегающего эффекта;

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

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

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

- подтверждение соответствия технологии требованиям отраслевых стандартов.

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

Постоянно проводится исследовательская деятельность в области увеличения нефтеотдачи, внедряются новые технологии, модернизируются старые методы.

Данным проектом разработки месторождения Дунга запланированы следующие опытно-промышленные испытания (ОПИ):

- Ограничение водопритока (ОВП);
- Радиальное вскрытие пласта (РВП).

Технология ОВП применяется на добывающих скважинах с высокой обводненностью, имеющих два и более интервалов перфорации, при этом состав блокирует водоотдающие пласты. Результат работ проявляется в виде снижения содержания воды в добываемой продукции. Так как технология ОВП направлена на ограничение притока воды за счет блокирования работающих обводненных пластов, то процесс не обязательно приведет к увеличению добычи нефти. Технология применения повышает рентабельность работы для добывающей компании, так как увеличивает срок продуктивной эксплуатации скважины, снижает эксплуатационные расходы и себестоимость нефти, связанные с высокой добычей и дальнейшей обработкой (утилизацией) попутно добываемой воды. Результатом работ является снижение добываемой жидкости при неизменном дебите нефти, и как следствие, уменьшение продуктивности скважины по воде.

Радиальное вскрытие пласта (РВП)



Радиальное вскрытие пласта по технологии является эффективным методом интенсификации добычи для карбонатных и терригенных коллекторов с использованием малогабаритного ВЗД (винтового забойного двигателя). Технология позволяет получить систему протяженных радиально направленных каналов длиной до 25 м и диаметром 69 мм в коллекторах по контролируемой траектории для преодоления зоны кольтации и установления надежной гидродинамической связи в системе «скважина–пласт». Многосекционные винтовые забойные двигатели с заданными углами перекоса между двигательными секциями позволяют бурить протяженные каналы по траектории, схожей с дугой окружности. Благодаря сверхмалому радиусу кривизны и прогнозируемости траектории каналов, стало возможным точное фрезерование окна в обсадной колонне с последующим бурением канала в пределах установленного интервала. С одной отметки возможно бурение до 4 радиальных каналов.

На 01.07.2025г. по м. Дунга проведен РВП по одной скважине. Выполненное РВП обеспечило положительный эффект за счёт увеличения дебита жидкости и нефти, улучшения гидродинамической связи скважины с пластом. Это свидетельствовало о восстановлении проницаемости призабойной зоны и эффективном подключении продуктивных интервалов. Далее дополнительно проведен СКО, после проведения СКО по затрубному пространству наблюдалось ухудшение показателей работы скважины. Несмотря на неуспешность одной скважины, рекомендуется тщательный подбор и продолжить проведение ОПИ в других скважинах.

Согласно Справочнику по наилучшим доступным техникам "Добыча нефти и газа" Постановление Правительства Республики Казахстан от 27 декабря 2023 года № 1202, в проекте можно отметить следующие НДТ, которые могут позволить сократить эмиссии в ОС и снизить воздействие на компоненты ОС:

- п. 4.5. управление производством - все вновь вводимые скважины при эксплуатации на весь период разработки будут в обязательном порядке подключены к существующей автоматизированной системе управления технологическим процессом, что позволит значительно сократить выбросы в атмосферный воздух и избежать аварийных утечек водонефтегазовой смеси и т.д. При этом возникновение аварийных ситуаций, связанных со сбором и подготовкой водонефтегазовой смеси маловероятно из-за высокой степени автоматического контроля за технологическим режимом.

- п. 5.8.1. Учет потребления энергоресурсов и усовершенствованные системы учета Справочника - учёт нефти и газа по скважинам производится через Замеры скважинной продукции осуществляются с помощью передвижных замерных установок (ПЗУ) с периодичностью 20-30 дней:

ПЗУ ОЗНА, 2-х фазный сепаратор, производительность до 400 м³/сут, на жидкостной и газовой линии массомеры (Micro-Motion, Emerson) (2 ед.);

ПЗУ SR-1 (Geos) 2-х фазный сепаратор, производительность до 730 м³/сут, на жидкостной линии турбинный расходомер NuFlo, на газовой линии дифференциальный измеритель (Daniel Senior), обводненность по устьевым пробам.

Для определения расхода сточной воды установлены счетчики-расходомеры вихревые ДРС.М-25, а также ультразвуковые KROHNE. Данные мероприятия позволяют контролировать давление в системе, мех. примеси, влагу, температуру, плотность и т.д.



- п. 5.9. Поддержание пластового давления – закачка воды в пласт. Данная технология позволяет снизить потребление энергетических ресурсов. Увеличение энергоэффективности предприятия.

- п. 5.2.2. Стабилизация сырой нефти п.п. 5.2.2.1. Техники, включающие обезвоживание, обессоливание и стабилизацию нефти - для обезвоживания и обессоливания водонефтяных эмульсии применяют деэмульгаторы. Эффективность представленной техники снижает энергетические затраты на дальнейшую переработку углеводородной продукции.

5. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Расчет предельных эмиссий в окружающую среду подтвержден теоретическими расчетами загрязняющих веществ и представлен в Приложении 1.

Предельные эмиссии по рекомендуемому варианту №3 за период с 2026 по 2037 годы составят:

- при строительстве 68 скважин – **911,744 тонн/период.**
- при эксплуатации 68-и нефтяных и газовых скважин – **18,8212 тонн/период.**

Максимальный выброс загрязняющих веществ ожидается в 2027, 2028 годах при бурении 15 скважин в год – **201,12 т/год.**

Максимальный выброс загрязняющих веществ при эксплуатации скважин ожидается в 2027, 2028 годах и составит – **3,7710 т/год.**

Оценка шумового воздействия представлена в разделе 1.5.5.1.

Шумовые характеристики применяемого оборудования соответствуют нормативным ПДУ и не создадут шумового загрязнения на границе санитарно-защитной зоны предприятия.

Проведенные акустические расчеты шумового воздействия на территории месторождения Дунга, показали отсутствие превышения предельно -допустимых уровней на границе санитарно-защитной и ближайшей жилой зоны. Протокол результатов расчета и карты-схемы расчетных изофон представлены в Приложении 8.

6. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

Обоснование предельного количества накопления отходов по их видам представлено в разделе 1.5.6.4. Объемы образования отходов по видам при строительстве скважин и эксплуатации по вариантам представлены в таблицах 1.56-1.59.

Анализ проведенных расчетов количества образования отходов по всем вариантам разработки показал следующее:

Предельные (максимальные) объемы образования отходов по **рекомендуемому варианту №3** (за период 2026-2037 гг.) составят:

- при строительстве 68 скважин: **44234,136 тонн/период**
- при эксплуатации скважин – образование новых отходов не ожидается.

Максимальный годовой объем образования отходов по варианту №3_ожидается в 2027, 2028 годах: при бурении 15 скважин в год – **9757,53 тонн/год.**



7. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Филиал «Dunga Operating GmbH» в городе Актау имеет договора со специализированными организациями. Все образующиеся отходы производства и потребления передаются по договору сторонним организациям, имеющие соответствующие лицензии на переработку и утилизацию отходов.

На месторождении Дунга не имеются полигоны захоронения отходов.

В процессе намечаемой деятельности захоронение отходов на полигонах не планируется.

8. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

Филиал «Dunga Operating GmbH» в городе Актау имеет разработанный и внедренный на предприятии План ликвидации аварий (ПЛА), который регламентирует порядок ликвидации аварий, их способы ликвидации и мероприятия по предотвращению разлива и загорания нефти, мероприятия по сбору и утилизации разлитой нефти и ликвидации последствий разлива, мероприятия при пожаре или взрыве, план действий при аварийных ситуациях по недопущению и (или) ликвидации последствий загрязнения окружающей среды (загрязнении земельных ресурсов, атмосферного воздуха и водных ресурсов).

В целях обеспечения безаварийности производства и повышения эффективности производственных процессов на предприятии проводятся профилактические работы по выявлению и диагности возможных повреждений оборудования.

Экологические риски принято оценивать, как вероятность наступления неблагоприятного с точки зрения воздействия на ОПС события (количественная мера опасности). В таком случае величина экологического риска будет выражена в долях единицы или в процентах вероятности.

Для экономической оценки экологических рисков (определения эколого-экономического риска) используются показатели ущерба ОПС. При этом значение риска будет определяться произведением показателя вероятности неблагоприятного события и экономического ущерба от его наступления, а оценка риска выражается в денежных единицах. Понятие ущерба связывается с ухудшением состояния или даже гибелью объекта (элемента ОС), которые характеризуются определенным размером потерь. В связи с этим принято все предприятия делить на три группы опасности для ОС:

- функционирующие с риском, полностью приемлемым для ОС (малоопасные предприятия);
- функционирующие с риском, приемлемым частично для ОС (опасные предприятия);
- функционирующие с риском, полностью неприемлемым для ОС (особо опасные предприятия).



Эколого-экономические риски определяются как риски экономических потерь, ущербов, которые могут возникать вследствие ухудшения состояния (качества) ОС (экологических нарушений). Состояние (качество) компонентов ОС в первом приближении может быть определено с помощью критериев оценки экологической обстановки для выявления зон ЧС и экологического бедствия.

Контроль, как со стороны работодателя, так и производителя, необходим для предотвращения и страхования возможных убытков, банкротств и ответственности за экологические последствия аварий, в т.ч. с оборудованием, нанесших большой материальный ущерб.

Примерами аварий можно обосновать необходимость финансирования риска и его изучение для прогнозирования предотвращения убытков.

Анализ и оценка степени риска

Анализ риска - это часть системного подхода к принятию технико-технологических, экономических и других решений и практических мер, которые должны быть отражены в проектах на строительство скважин, с целью предупредить или уменьшить опасность промышленных аварий для жизни человека, ущерба имуществу предприятия и окружающей среде, называемого *обеспечением промышленной безопасности*.

Обеспечение промышленной безопасности включает в себя сбор и анализ информации обо всех случаях нарушений, связанных со строительством скважин. Анализ информации позволяет определить и заложить в проект меры по контролю и недопущению причинения ущерба кому-либо или чему-либо.

Основная задача анализа риска заключается в предоставлении объективной информации о состоянии:

- трудовой дисциплины на предприятии;
- производственного объекта (буровой);
- обученности персонала и наличие навыков при проведении работы в нештатных ситуациях;
- проведение организационно-технических мероприятий и др.

Анализ рисков возникновения аварийных ситуаций рассматривается нами отдельно для процесса строительства скважины и процесса строительства и эксплуатации нового технологического оборудования установок (скважин, ГУ и трубопроводов).

8.1 Анализ рисков возникновения аварийных ситуаций

При строительстве скважин основные причины риска следующие:

- травматизм персонала при нарушении функционирования оборудования из-за отказа. Отказ (неполадка) - событие, заключающееся в нарушении работоспособного оборудования, объекта;
- нефтегазопроявление с выходом флюида на поверхность из-за отказа оборудования, недостаточной геологической изученности, человеческого фактора;
- аварии с нанесением больших материальных затрат предприятию.

Выявление и анализ недостатков при строительстве скважин позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в проект оптимальные решения.

Анализ видов и последствий отказов

Этот вид анализа применяется для качественной оценки безопасности технических систем. В нашем случае, при строительстве скважин рассмотрены три основных вида



отказа, при которых может быть нанесен ущерб персоналу, населению, окружающей среде, оборудованию.

Критерии отказов по тяжести последствий:

Первый - катастрофический - приводит к смерти людей, наносит существенный ущерб объекту и невосполнимый ущерб окружающей среде;

Второй - критический (некритический) - угрожает (не угрожает) жизни людей, потере объекта, окружающей среде;

Третий - с пренебрежимо малыми последствиями - не относящимися по своим последствиям ни к одной из первых двух категорий.

Категории отказов (степень риска отказов):

A - обязателен детальный анализ риска, требуются особые меры безопасности для снижения риска;

B - желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

C - рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности;

D - анализ и принятие мер безопасности не требуются.

Таблица 8.1- Матрица «вероятность - тяжесть последствий»

Частота возникновения (1/год)	Тяжесть последствия			
	Катастрофический отказ	Критический отказ	Некритический отказ	Отказ с пренебрежимо малыми последствиями
Частый отказ > 1	A	A	A	C
Вероятный отказ 10^{-2}	A	A	B	C
Возможный отказ $10^{-2}-10^{-4}$	A	B	B	C
Редкий отказ $10^{-4}-10^{-6}$	A	B	C	D
Невероятный отказ < 10^{-6}	B	C	C	D

На основе анализа в таблице 8.2 приводятся вероятности возникновения аварийных ситуаций на 500 м проходки (в целом по нефтегазовой отрасли):

Таблица 8.2- Вероятность возникновения аварийных ситуаций

Вид аварии	Вероятность
	Эксплуатационное бурение
1. Поломка бурильных труб	0,022
2. Аварии с долотом	0,04
3. Падение в скважину посторонних предметов	0,005
4. Прихват бурильных колонн	0,06
5. Неудачный цементаж	0,0001
6. Прихват обсадных труб	0,001
7. Поломка забойных двигателей	0,001
8. Прочие виды аварий	0,002

Примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на скважине определяется по формуле:

$$P_{\text{рав}} = P_t \times N_{\text{скв}} \times L / 1000,$$

где: P_t - примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м;

$N_{\text{СКВ}}$ - количество скважин с данной аварией;

L - проектная глубина скважины с данной аварией.

В общем виде степень риска для источника загрязнения [28] определяется по формуле:

$$R = \sum Q_i * D_i * E_i * P_i * K_i * C_i$$

где: R - стоимостная оценка риска, млн руб./год; i - источник ЗВ; Q - объем выброса, т/год; D - характеристика распространения загрязнений; E - модель экспозиции загрязнений на людей и экологические объекты (кратность ПДК во временных координатах); P - демографический фактор; K - вероятность события или вероятность поражения объекта; C - стоимостный эквивалент события: стоимость загрязнения питьевой воды (м3), почвы (га),



человека (стоимость лечения или жизни и т.д.).

В качестве коэффициентов вероятности события использованы следующие величины:

- вероятность аварии при бурении скважины с выбросом пластового флюида, равная $9 \cdot 10^{-4}$ скв./год (выборка статистических данных);
- вероятность поражения человека при воздействии токсиканта при $C/ПДК = 1$, равная 10^{-5} чел./год (результаты экспертных оценок: Wilgon R. Analysis the Daily Risk Life// Technology Review. February, 1979. P.45).

Величина $Qi \cdot Di \cdot Ei$ определяется с помощью физико-математических моделей распространения веществ в приземном слое воздуха. Поле концентраций токсиканта $C/ПДК > 1$ разбивается на зоны с различными кратными значениями ПДК и определяется число людей, находящихся в каждой зоне (Pi).

Цикл строительства скважины состоит из нескольких этапов. Первый этап - проектирование, второй - строительство, третий - освоение.

Первый этап - проектирование. Здесь целью риск-анализа может быть: выявление опасностей и количественная оценка риска с учетом воздействия поражающих факторов аварии на персонал, население, материальные объекты, окружающую природную среду. Обеспечение информацией по разработке инструкций по эксплуатации бурового оборудования, технологических регламентов, планов ликвидации при ГНВП, противопожарные мероприятия, действия членов вахты в аварийной ситуации.

Второй этап - строительство скважины. Здесь целью риск-анализа может быть сравнение геологического разреза ранее пробуренных скважин, уточнение информации по пластовым давлениям нефтегазонасыщенных коллекторов.

Третий этап - освоение скважины или вызов притока. Здесь целью риск-анализа может быть выявление опасностей и оценка последствий аварий.

Для уменьшения риска на каждом этапе делается следующее:

На первом этапе проектирования

С целью обеспечения соответствия строительства скважин утвержденным проектам проводится авторский надзор. При проведении авторского надзора особое внимание уделяется геологической информации в процессе бурения, производства ГИС, вскрытия и испытания промышленных и перспективных объектов на приток, а также контролю за сложными технологическими процессами, и др. В это время происходит сбор и анализ информации для обеспечения принятия более оптимальных, технологически безопасных вариантов для составления следующих проектов на строительство скважин. Проект должен учитывать опыт проводки скважин на данной и ближайших площадях с аналогичными условиями, результаты исследований, выполненных при бурении опорно-технологических и поисково-разведочных скважин, обеспечивать охрану недр, окружающей среды и надежность скважины на стадии строительства и в процессе эксплуатации.

При полном выполнении требований проекта аварийных ситуаций возникнуть не должно.

На втором этапе строительства

Риск в основном связан с человеческим фактором, связан с халатностью, различными нарушениями техники безопасности и технологии проводки скважины со стороны исполнителя. Для исключения риска при бурении скважин упор делается на решение организационно-технических мероприятий.



К организационным мероприятиям относятся:

- обязательная подготовка кадров в специализированных УКК;
- стажировка на буровых под руководством опытных инструкторов;
- сдача экзаменов по профессии и видам работ;
- периодическая проверка знаний;
- инструктаж перед опасными видами работ;
- проведение учебных тревог по ликвидации ГНВП и противопожарной безопасности, умение пользоваться средствами индивидуальной защиты;
- ознакомление с передовым опытом и безопасным ведением работ на других предприятиях.

За этими организационными причинами осуществляется контроль:

- администрацией бурового предприятия;
- круглосуточный контроль со стороны ИТР за действиями вахты и обстановкой на скважине;
- проверка буровых комиссиями УБР, санитарными врачами, инспекторами военизированного отряда, инспекторами госгортехнадзора, уполномоченным органом по охране окружающей среды Республики Казахстан.

Руководство и контроль осуществляют ИТР при проведении сложных операций (спуск и крепление обсадных колонн, производство ИПТ, вскрытие продуктивных горизонтов, перфорация, вызов притока и др.).

К техническим мероприятиям относятся:

- проведение дефектоскопии бурового оборудования и инструмента;
- опрессовка бурильных и обсадных колонн;
- испытание вышки;
- совместная опрессовка обсадных колонн с установленным на них противовыбросовым оборудованием на расчетное давление, соответствующее полному замещению бурового раствора пластовым флюидом;
- применение высококачественных материалов и химреагентов; применение высокотехнологического и безопасного оборудования (гидравлических ключей, спайдер-элеваторов, превентеров, гидравлических манометров, индикаторов веса и др.);
- автоматизация процессов бурения;
- механизация трудоемких работ.
- вскрытие пласта с применением качественного бурового раствора с минимальным превышением гидростатического столба жидкости над текущим пластовым давлением, максимальным сокращением между вскрытием объекта и его испытанием.

Для выполнения указанных требований геолого-техническая служба бурового предприятия должна осуществлять контроль за режимом бурения (посредством станции ГТК), буровым раствором, газопоказанием, составом шлама, чтобы своевременно выявить перспективный интервал. Все это позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в план по испытанию оптимальный вариант.

Оборудование устья скважины:

- обвязка ПВО должна обеспечивать промывку скважины при избыточном давлении на устье с выходом бурового раствора в желобную систему через систему очистки;



– обеспечивать закачку бурового раствора в межтрубье буровым насосом или цементировочным агрегатом, обратную промывку через специальную линию в желобную систему;

– отвод пластовой жидкости из буровых труб с дегазацией бурового раствора и сжиганием пластового флюида на безопасном расстоянии.

Рассмотренные мероприятия позволяют исключить фактор отказа. Тем не менее, рекомендуется проводить анализ риска и принятие мер безопасности.

На этапе освоения

При анализе степени риска на этапе освоения следует учитывать наличие конкретных проверенных данных по скважине. Поэтому, критерии приемлемого риска здесь определены до начала проведения работ, т.е. сделан анализ, который дает возможность определить, какой технологический этап требует более серьезного анализа и какие представляют наибольший интерес с точки зрения безопасности. Перечень нежелательных примеров, приводящих к аварии, здесь незначителен, поэтому серьезный анализ не делается ввиду малой опасности.

8.1.1 Вероятность аварийных ситуаций и прогноз последствий для окружающей среды

Авариями в процессе строительства скважины называют нарушения технологического процесса проводки скважины, вызываемой потерей подвижности труб или их поломкой с оставлением в скважинах элементов колонны труб, различных предметов, инструментов, для удаления которых требуется специальные трубы.

В зависимости от причин их возникновения аварийные ситуации классифицируют на следующие виды:

- аварии с буровыми трубами – оставление в скважине частей буровых колонн (переводники, муфты, замки, калибраторы, центраторы, стабилизаторы);
- прихваты колонн буровых и обсадных труб – заклинивание их в стволе скважины, прижатие труб к стенкам под действием перепада давления в стволе или пласте, при образовании сальников, обвалах и осыпях;
- аварии с долотами – оставление в скважине долота, расширителя или их частей;
- аварии с обсадными колоннами – обрыв труб в резьбовых соединениях и по телу трубы;
- аварии вследствие неудачного цементирования – повреждение обсадных труб, неподъем цементного раствора, оставление раствора в колонне;
- аварии с забойными двигателями – оставление их на забое скважины целиком или от отдельных узлов;
- падение в скважину посторонних предметов;
- прочие аварии – оставление в скважине испытателей пластов, геофизических приборов, кабеля, открытые нефтегазоводопрооявления (фонтаны).

Наиболее частыми аварийными случаями, встречающимися на практике, являются аварии с буровыми трубами. Одной из основных причин являются – совокупность всех напряжений, возникающих в трубах при разностенности труб, наличие внутренних напряжений в трубах и дефектах резьбового соединения. Наибольшее количество аварий с буровыми трубами связано с разъемом резьбового соединения буровым раствором.

Основными мерами, направленными на предупреждение аварий с буровыми трубами, являются:



-
- организация учета и обработка бурильных труб в строгом соответствии с инструкцией;
 - технически правильный монтаж замков и труб, подбору замков к трубам по натягу, и принудительном закреплении замка в подогретом состоянии;
 - профилактическая проверка всех труб после окончания буровых работ путем замера, осмотра испытания;
 - использование предохранительных колпаков и колец для резьбы замков;
 - применение устройств, обеспечивающих снижение вибрации бурильных труб;
 - снабжение буровых специальными смазками.

В бурении для подъема колонны труб из скважины часто требуется приложить усилие, превышающее вес самой колонны. Иногда для сдвига колонны с места и подъема необходимо усилие, близкое к предельному, допускаемому прочностью труб или даже превышающего его. Это происходит в результате затяжек колонны, называемых прихватами. Прихват – осложнение, вызванное нарушением технологии бурения или недостаточно правильным учетом особенностей геологического строения. Пытаясь устранить прихват, часто прилагают усилие, при котором колонна обрывается. Прихват осложняется аварией. Для избежания и предупреждения затяжек и прихватов необходимо добавлять в буровой раствор вещества, обладающие повышенной смазывающей способностью, понижать избыточное давление в скважине, предотвращать желобообразования и тщательно очищать раствор и уменьшать липкость фильтрационных корок.

Возникновение осыпей и обвалов пород и сужение стволов проявляется в повышении давления в нагнетательной линии насосов при промывке, выносе на поверхность большого количества песка и крупных обломков пород, значительном увеличении усилия, затрачиваемого для приподнимания колонны труб. Одна из причин осложнений – изменение напряженного состояния в породе. Осыпи и обвалы появляются при резком уменьшении давления раствора на стенки скважины при газонефтяном выбросе и при опробовании пласта. В результате осыпей и обвалов пород образуются каверны, затрудняется вынос выбуренной породы, так как уменьшаются скорость восходящего потока и его подъемная сила, возрастает аварийность с бурильными трубами.

В случае наличия в горной породе раскрытых трещин, каналов и превышения бурового раствора на стенки скважины над пластовым давлением происходит поглощение раствора. Причинами возникновения данной ситуации может быть высокое гидродинамическое давление, возникающее при промывке скважины и обусловленное большой скоростью течения, небольшим зазором между колонной труб и стенкой скважины, при спуске колонны с большой скоростью.

Для устранения поглощения промывочной жидкости применяют следующие меры:

- уменьшение плотности бурового раствора;
- снижение скорости течения бурового раствора в затрубном пространстве;
- задавливание в пласт раствора с высоким предельным статическим напряжением сдвига и быстрым темпом структурообразования и оставление скважины в покое на несколько часов;
- добавление волокнистых и гранулированных материалов для закупорки ими трещин;
- бурение без выхода циркуляции с ориентацией на то, что выбуренные частицы постепенно заполняют трещины и каналы пласта;



-
- намывание инертных крупнозернистых материалов (гравий, песок);
 - перекрытие зоны поглощения обсадными трубами.

Если пластовое давление хотя бы в одном из горизонтов превышает давление, создаваемое буровым раствором, может возникнуть приток жидкости в скважину. Приток может также наблюдаться при недостаточной дегазации раствора, при понижении уровня раствора в скважине. Газ проникает в виде мельчайших пузырьков через плохо заглинизированные стенки скважины или вместе с выбуренной породой. Особенно интенсивно этот процесс происходит при длительных остановках буровых работ. При циркуляции буровой раствор выносит пузырьки газа на поверхность. Находясь на забое скважины давление на пузырьки газа довольно высокое, отчего их размеры чрезвычайно малы. Однако по мере приближения к устью скважины давление на них уменьшается, и размеры пузырьков увеличиваются. Часть бурового раствора выбрасывается, давление на стенки скважины понижается, что приводит к открытому фонтанированию. Подобные проявления приводят к порче оборудования, остановки буровых операций, возможны взрывы и пожары.

Во избежание нефтегазоводопроявлений необходимо осуществлять следующие мероприятия:

- вести постоянное наблюдение за качеством бурового раствора;
- использовать буровой раствор с небольшой водоотдачей, возможно меньшим статическим напряжением сдвига;
- повышать плотность раствора до уровня, необходимого для поддержания небольшого избытка давления в скважине над пластовым, но меньше того, при котором начинается разрыв пород и поглощение раствора;
- дегазировать буровой раствор, выходящий из скважины и при необходимости менять на раствор с большой плотностью;
- регулировать уровень раствора так, чтобы он находился всегда у устья;
- не оставлять скважину на длительное время без промывки.

При возникшем неуправляемом фонтанировании необходимо, прежде всего, герметизировать устье скважины, канал бурильных труб и информировать руководство. Работы по ликвидации нефтегазоводопроявлений должны проводиться по специализированному плану, разработанному до начала ведения работ. В случае начала открытого фонтанирования буровая должна быть обесточена, произведена полная установка двигателей. На территории ведения работ необходимо потушить технические и бытовые топки, остановить ДВС, движение транспорта, принять меры по сбору изливающейся жидкости.

8.1.2 Организация работ при аварии

Ловильные работы и ликвидации прихватов – весьма ответственные операции, неумелое ведение которых может привести к серьезным поломкам бурового оборудования и вышки, гибели скважины и несчастным случаям с людьми. Поэтому о возникновении аварий бурильщик обязан немедленно известить бурового мастера, а в случае его отсутствия – руководителя участка, не приостанавливая проведения первоочередных мер по ликвидации аварии. В случае затянувшейся ликвидации аварий, но не позднее чем через 5 дней с момента ее возникновения, составляется план ликвидации аварий, утверждаемый руководством бурового предприятия. Все мероприятия по ликвидации аварий необходимо выполнять быстро и организованно, чем дольше находится инструмент в скважине, тем



труднее его извлечь. При ликвидации аварий в скважине допускаются повышенные нагрузки на буровое оборудование, отдельные его узлы и бурильную колонну.

При проведении работ по ликвидации аварий на площадке необходимо руководствоваться, прежде всего, «Правилами техники безопасности в нефтяной и газовой промышленности Республики Казахстан» и «Едиными техническими правилами ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях». С целью предупреждения аварийных ситуаций необходимо перед началом ведения основных технологических операций провести инструктаж членов бригады по ликвидации аварий. Кроме того, периодически проводить учебные тревоги.

8.1.3 Мероприятия по предотвращению и ликвидации аварий

В целях предотвращения и ликвидации осложнений в скважине при различной интенсивности поглощений или при полном прекращении циркуляции промывочной жидкости предпринимаются следующие меры:

- уменьшение перепада давления в системе «скважина-пласт» путем изменения параметров промывочной жидкости;
- изоляция поглощающего пласта путем закупорки каналов пласта специальными наполнителями, цементными растворами или пастами;
- бурение без выхода циркуляции, с последующим спуском обсадной колонны.

При нефтегазопоявлениях необходимо предпринять следующие меры:

- повысить плотность бурового раствора (в случаях, когда поступления пластового флюида во время проявления приводит к увеличению уровня в приемных емкостях и появлению избыточного давления в бурильных трубах при закрытой скважине);
- подъем инструмента, во избежание проявления, производить только после выравнивания показателей бурового раствора до установленной величины;
- установить интенсивность проявления в процессе бурения и промывок, для чего углубление скважины прекращается и ведется промывка в течение одного цикла циркуляции;
- после закрытия превентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявления;
- при появлении признаков начавшегося проявления при подъеме труб необходимо остановить подъем. При отсутствии перелива сразу же приступить к спуску труб в башмак обсадной колонны, о замеченных признаках проявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу.

При начавшемся поглощении необходимо предпринять следующие меры:

- поднять бурильную колонну в башмак обсадной колонны или в прихватобезопасный интервал и приступить к ликвидации поглощения;
- процесс бурения с частичной потерей циркуляции или без выхода циркуляции производить по специальному проекту;
- установить интенсивность проявления газа в процессе бурения и промывок в буровом растворе. Для этого углубление скважины прекращается и ведется промывка в течение одного цикла циркуляции. Если при этом поступление газа прекратилось, то это означает, что газ поступает в раствор из выбуренной породы. При поступлении газа из выбуренной породы повышать плотность бурового раствора не требуется;
- долив скважины при подъеме бурильной колонны необходимо производить периодически после подъема расчетного количества свечей;
- при появлении признаков начавшегося проявления при подъеме труб необходимо



остановить подъем. При отсутствии перелива сразу же приступить к спуску труб в башмак обсадной колонны;

- подъем и спуск бурильной колонны производить с такой скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений была бы выше пластового давления и меньше давления гидроразрыва пород;

- не следует проводить кратковременные промежуточные промывки при наличии газированных забойных пачек;

- длительные ремонтные или профилактические работы, не связанные с ремонтом устья скважины, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. Если ремонт устья скважины или противовыбросового оборудования продолжителен и нет возможности промыть скважину, то нужно установить отсекающий цементный мост;

- о замеченных признаках газонефтеводопроявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу;

- после закрытия преентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявлений.

Выводы

Во всех геологических зонах осадочная толща горных пород вскрыта полностью, можно считать, что геологический разрез изучен достаточно полно. Тектоническое строение спокойное, так что при ведении дальнейших работ не ожидается встреча с какими-либо аномальными явлениями.

В течение последних десятилетий геолого-технические службы ежегодно рассматривают реальные геологические условия месторождений, на которых ведутся работы по бурению скважин, с целью исключить возможность риска возникновения ГНВП. Знание геолого-технических условий, знание персоналом буровых бригад своих обязанностей, принятые проектные решения, проведение организационно-технических мероприятий при строительстве скважин, контроль со стороны вышестоящих органов и систематический анализ производственной деятельности предполагает обеспечение уровня приемлемого индивидуального и коллективного риска и достаточную безопасность производства.

8.2 Анализ рисков возникновения аварийных ситуаций при обустройстве скважин, строительстве и эксплуатации нового технологического оборудования установок и трубопроводов

8.2.1 Аварийные ситуации, обусловленные природными факторами

Под природными факторами понимаются разрушительные явления, вызванные природно-климатическими причинами, которые не контролируются человеком. Иными словами, при возникновении природной чрезвычайной ситуации возникает опасность саморазрушения окружающей среды.

К природным факторам относятся:

- землетрясения;
- ураганные ветры;
- повышенные атмосферные осадки и грозовые явления.

Согласно данным сейсмического районирования территория прохождения трубопровода не входит в зону риска по сейсмоактивности.

В соответствии с СП РК 2.03-30-2017, сейсмичность участков строительства на



месторождении составляет 6 баллов по шкале Рихтера. Землетрясение может разрушить разработанную стабильность системы и подстилающие структуры, серьезный ущерб инфраструктуре маловероятен. Вероятность возникновения землетрясения с силой 7-9 баллов, которое может привести к значительным разрушениям, пренебрежимо мала.

В результате неблагоприятных метеоусловий, таких как сильные ураганные ветры, повышенные атмосферные осадки, могут произойти частичные повреждения оборудования, кабельных линий электропередач.

Описываемая территория расположена в условиях резко континентального климата, с жарким и сухим летом и умеренно холодной и малоснежной зимой. Вероятность возникновения указанных чрезвычайных ситуаций незначительная, за исключением ветров ураганной силы и пожаров. Пожары могут быть инициированы как природными факторами (грозы), так и неосторожным обращением персонала с огнем, и нарушением правил техники безопасности.

8.2.2 Аварийные ситуации, обусловленные антропогенными факторами при строительстве

Наиболее вероятными аварийными ситуациями, которые могут возникнуть и существенным образом повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются:

- аварии с автотранспортной техникой;
- аварии и пожары на оборудовании, разливы ГСМ при проведении строительных работ.

Аварийные ситуации с автотранспортной техникой

При оценке риска намечаемой деятельности на планируемой территории можно выделить такие потенциально опасные объекты, как строительная спецтехника и автотранспорт.

В производственном процессе участвуют и используются:

- дизельное топливо для спецтехники и автотранспорта, отнесенное к категории взрыво-пожароопасных и вредных веществ;
- оборудование с вращающимися частями;
- грузоподъемные механизмы.

Выезд транспорта в неисправном, его опрокидывание могут привести к возникновению аварий и, как следствие, к утечке топлива. Утечка топлива, в свою очередь, может привести к загрязнению почвенно-растительного покрова и подземных вод в результате фильтрации атмосферных осадков через загрязненный почвенный слой. Площадь такого загрязнения небольшая (порядка нескольких квадратных метров). Количественные показатели загрязнения зависят от размеров бака автомобиля (максимум 120 л).

И хотя площадные и временные масштабы подобных загрязнений обычно небольшие, интенсивность их довольно высока. Как показывают исследования, для полного разложения попавших на почву нефтепродуктов и восстановления биоценозов в данных ландшафтно-климатических условиях требуется 12-15 лет, то есть в несколько раз больше, чем необходимо для восстановления почвенно-растительного покрова, нарушенного при безаварийном проведении работ.

Кроме прямого загрязнения почвенного покрова и уничтожения растительности, аварии автотранспортных средств с разливом топлива могут быть причиной загрязнения подземных вод.



Техногенные факторы потенциально более опасны. При реализации проектных решений возможны локальные аварии, возникающие при утечках дизельного топлива и ГСМ. К процессам повышенной опасности следует отнести погрузочно-разгрузочные операции.

Характер воздействия - кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная, меньшая, чем вероятность дорожно-транспортных происшествий, риск которых оценивается в 1×10^{-4} .

Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Одним из мероприятий, предупреждающих аварийные ситуации с автотранспортом и другой строительной техникой, занятыми при производстве работ, является своевременная диагностика используемой техники (неисправная техника и оборудование не должны допускаться на участок работ).

Вероятные аварии с разливом ГСМ

Аварии с разливом ГСМ являются следствием, как природных катастрофических ситуаций, так и причин антропогенного характера. Масштабы аварий носят обычно локальный характер, хотя интенсивность воздействия на отдельные компоненты окружающей среды может быть очень высокой. По последствиям для окружающей среды подобные аварии ведут к загрязнению нефтепродуктами поверхностных, подземных вод и почвенного покрова. В отдельных случаях аварии этого рода осложняются возгоранием нефтепродуктов, и, как следствие, загрязнение атмосферы ядовитыми продуктами сгорания.

8.2.3 Мероприятия по предотвращению аварийных ситуаций в период строительно-монтажных работ

Осуществление строительно-монтажных работ будет вестись поэтапно и по степени экологической опасности последствий является безопасным производственным процессом, и аварийные ситуации могут быть связаны только с неисправным технологическим оборудованием и техникой, что напрямую связано с человеческим фактором. Строительные работы не требуют обязательной оценки экологического риска, но так как в процессе работ используются пожароопасные вещества (дизельное топливо, ГСМ), поэтому далее будет рассматриваться вероятность возникновения аварийных ситуаций.

Основными мероприятиями, направленными на предотвращение аварийных ситуаций, при строительных работах являются:

- профилактический осмотр спецтехники и автотранспорта;
- при нарастании неблагоприятных метеорологических условий – прекращение строительных работ на площадке.

При аварийных утечках дизельного топлива и ГСМ с учетом запроектированных требований к строительству площадки, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду.

Возникновение таких аварийных ситуаций маловероятно из-за высокой степени автоматического контроля за технологическим режимом. Кроме этого, такие предполагаемые аварийные ситуации будут, безусловно, разнесены во времени и пространстве, и наложение одной аварийной ситуации на другую также маловероятно.

При соблюдении правил техники безопасности и правил технической эксплуатации



на всех участках работ, при регулярных проверках оборудования аварийные выбросы сводятся к минимуму или исключаются полностью.

8.2.4 Анализ возможных аварий в период эксплуатации объектов

Наиболее вероятными аварийными ситуациями, которые могут возникнуть при эксплуатации, являются:

- выброс газа при разгерметизации нефте- и газопровода;
- разливы нефти и пластовых вод при разгерметизации технологического оборудования и трубопроводов.

Разгерметизация трубопроводов и технологического оборудования возможна в случае превышения давления при нарушении условий ведения техпроцесса.

Степень риска для каждого объекта зависит как от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами.

Техногенные факторы потенциально более опасны. Они могут привести к разливу нефти и пластовой воды, выбросу в атмосферу природного газа. Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями.

При наиболее экологически опасных авариях выброс газа, разлив нефти с возгоранием, воздействия будут оказываться на все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, почвенный слой, растительность и животный мир. В результате аварии в атмосферу будет выброшен значительный объем продуктов горения. Высокая рассеивающая способность атмосферы региона не будет способствовать локальному накоплению продуктов сгорания, однако в непосредственной близости от места аварии, вероятнее всего, будет иметь место кратное превышение ПДК по оксидам азота и углерода.

Воздействие на почвы может выразиться в ликвидации почвенного слоя в месте горения (за территорией промплощадок скважин), в обжиге грунтов поверхностного слоя и выгорании гумуса, что повлечет за собой утрату структуры почв и плодородия.

В радиусе нескольких сот метров может выгореть растительность, однако на следующий сезон она полностью восстанавливается за исключением эпицентра пожара, где плодородные свойства почв будут утрачены.

В результате такой аварии погибнут практически все насекомые, пресмыкающиеся и грызуны, находящиеся в эпицентре аварии. После ликвидации аварии насекомые и грызуны, как правило, вновь осваивают нарушенные местообитания при условии восстановления там кормовой базы в течение следующего сезона. Воздействие на наземных млекопитающих и птиц будет значительно меньше, они в силу своей мобильности покинут зону бедствия.

Данный сценарий аварий отражает самый пессимистический вариант и оценивается как маловероятный.

Однако теоретическая вероятность события существует, и для минимизации последствий подобной чрезвычайной ситуации должен быть разработан детальный технический план ликвидации аварии, сценарии действия членов буровых бригад, проведены учения и подготовлены необходимые средства и материалы для реабилитации нарушенных участков.

Оценка уровня экологического риска для каждого сценария аварии определяется



исходя из приведенной матрицы в таблице 8.3.

Предлагаемые матрицы – это специальные таблицы, где столбцы соответствуют компонентам окружающей среды, в которых проявились негативные последствия намечаемой деятельности, а строки соответствуют градациям уровням тяжести этих последствий. На пересечении строк и столбцов, при помощи условных значков (например, значка «х») и отражается уровень риска.

В матрице экологического риска, показанной в таблице 8.3, используются баллы значимости воздействия, полученные при оценке воздействия аварий.

Если вероятность появления конкретного воздействия крайне мала, то даже при высокой значимости воздействия, вероятность негативных последствий может соответствовать низкому экологическому риску (терпимый риск).

В матрице использована следующая градация риска:

- В - высокая величина риска;
- С - средняя величина риска;
- Н - низкая величина риска.

В соответствии с международной практикой маркировки опасностей (риска), наиболее высокий риск можно маркировать красным цветом, средний – желтым и низкий – зеленым.

Аварии, для которых характерна частота возникновения первой и второй градации, маловероятны в течение срока производственной деятельности предприятия.

Аварии, характеризующиеся средней и высокой вероятностью, возможны в течение срока производственной деятельности.

Аварии с очень высокой вероятностью случаются в среднем чаще, чем раз в год. По вертикали, как уже сказано, в матрице показана степень изменения компонентов окружающей среды.

Каждой степени изменения соответствует значимость воздействия, которая определяется по методике оценки воздействия для штатной ситуации.

Таблица 8.3- Матрица оценки уровня экологического риска

Значимость воздействия, балл	Компоненты природной среды	Частота аварий (число случаев в год)					
		<10 ⁻⁶	≥10 ⁻⁶ <10 ⁻⁴	≥10 ⁻⁴ <10 ⁻³	≥10 ⁻³ <10 ⁻¹	≥10 ⁻¹ <1	≥1
		Практически невозможная (невероятная) авария	Редкая (Неправдоподобная) авария	Мало-вероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая авария
0-10		Н	Н	Н	Н	Н	Н
11-21		Н	Н	Н	Н	С	С
22-32		Н	Н	Н	С	С	В
33-43		Н	Н	С	С	В	В
44-54		Н	С	С	В	В	В
55-64		С	С	В	В	В	В

Результирующий уровень экологического риска для каждого сценария аварий определялся следующим образом:

- *Низкий* – приемлемый риск/воздействие;
- *Средний* – риск/воздействие приемлем, если соответствующим образом управляем;
- *Высокий* – риск/воздействие неприемлем.



Таблица 8.4- Сводная таблица результатов оценки экологического риска

Значимость воздействия, в баллах	Компоненты природной среды					Частота аварий					
	Атмосферный воздух	Почва	Подземные воды	Растительность	Животный мир	<10 ⁻⁶	³ 10 ⁻⁶ <10 ⁻⁴	³ 10 ⁻⁴ <10 ⁻³	³ 10 ⁻³ <10 ⁻¹	³ 10 ⁻¹ <1	³ 1
						Практически невозможная авария	Редкая авария	Маловероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая
При строительстве											
Природные риски											
0-10	1	1	1	2	1		*****				
Антропогенные риски											
0-10	1	1	1	2	1				*****		
При эксплуатации											
Природные риски											
0-10	2	3	2	3	3		*****				
Антропогенные риски											
0-10	2	3	2	3	3			*****			

При проведении проектных работ экологический риск оценивается как *низкий – приемлемый риск/воздействие*.

8.2.5 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль, а также:

- строгое выполнение проектных решений при проведении строительных работ;
- обязательное соблюдение всех правил эксплуатации технологического оборудования при строительстве и эксплуатации объектов;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге;
- контроль за наличием спасательного и защитного оборудования и умением персонала им пользоваться;
- своевременное устранение утечки во время работы механизмов;
- использование контейнеров для сбора отходов производства и потребления.

Компания в полной мере должна осознавать свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ на месторождении и взаимодействовать с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность и здоровье населения и своих работников. На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.

Предприятием должен быть разработан План ликвидации аварий (ПЛА), в котором с учетом специфичных условий предусматриваются оперативные действия персонала по ликвидации аварийных ситуаций и предупреждению аварий, а в случае их возникновения – по локализации, исключению загораний, максимальному снижению тяжести последствий. Планом ликвидации аварий должны предусматриваться меры по выводу в безопасное место людей, не связанных непосредственно с ликвидацией аварии. Планы



ликвидации аварии должны составляться в соответствии с требованиями нормативных документов, согласованными с Ростехнадзором РК.

При разработке плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций должны быть учтены следующие аспекты:

- положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

В рамках данного проекта техническими решениями для предупреждения развития аварий и локализации аварийных выбросов на технологических установках предусмотрено следующее:

- герметизированная технологическая схема сбора и транспорта углеводородного сырья;
- обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов, арматуры и трубопроводов,
- высокий уровень автоматизации производственных процессов и дистанционный контроль (системы аварийного оповещения и связи),
- размещение вредных и взрывопожарных производств в отдельных помещениях и на открытых площадках;
- технологические методы защиты от коррозии,
- после сдачи проектируемых объектов в эксплуатацию будет производиться жесткий контроль за изменением толщины стенки трубопровода, появлением микротрещин наземного оборудования и трубопроводов.

Применяемое оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию технологических аппаратов, узлов, коммуникаций. Размещение запорной арматуры обеспечивает удобное и безопасное обслуживание.

Все технологические трубопроводы после монтажа подвергаются контролю сварных стыков и гидравлическому испытанию.

Все площадки будут выполнены с твердым покрытием и устройствами для сбора дренажа.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные данным проектом, полностью соответствуют экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- использование новейших природосберегающих технологий;
- сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

В случае фиксации аварийных ситуаций, связанных с загрязнением окружающей среды, руководство предприятия должно проинформировать о данных фактах



областной Департамент экологии, принять меры по ликвидации последствий после аварий, определить размер ущерба, причиненного компонентам окружающей среды, осуществить соответствующие платежи в фонд охраны природы. Своевременная ликвидация аварий уменьшает степень отрицательного воздействия на окружающую природную среду.

После устранения аварийной ситуации на предприятии должны быть откорректированы мероприятия по предупреждению подобных ситуаций. План детализации мониторинга должен быть разработан в составе комплекса мероприятий по ликвидации последствий аварии в зависимости от ее характера и масштабов после получения результатов обследования и будет согласовываться в оперативном порядке координатором работ по ликвидации аварийной ситуации. После ликвидации аварийной ситуации вышеуказанные виды наблюдений переходят на постоянно действующий режим мониторинга со сгущением точек наблюдений (отбора проб) в границах зоны влияния аварии. Данные наблюдения проводятся на протяжении цикла реабилитации территории, в том числе в течение двух лет после её завершения.

Технические решения, предусмотренные в проекте, обеспечивают безопасность, учитывают все возможные чрезвычайные ситуации, а также мероприятия по повышению промышленной безопасности, позволяют свести вероятность появления любой аварийной ситуации к минимуму. Технологическое оборудование проектируемых объектов и всего предприятия в целом должно соответствовать требованиям действующих нормативных документов, что значительно снизит вероятность возникновения аварий.

Своевременное и качественное проведение осмотров, регулировок, ревизий и ремонтов оборудования и приспособлений, соблюдение правил безопасности и производственных инструкций, своевременное проведение инструктажей приведет к исключению возникновения аварий.

8.2.6 Разработка плана действий в чрезвычайных ситуациях по индивидуальному предупреждению и (или) ликвидации последствий загрязнения окружающей среды (загрязнения земельных ресурсов, атмосферного воздуха и водных ресурсов).

Согласно ст. 211 ЭК РК при возникновении аварийной ситуации на объектах I и II категорий, в результате которой происходит или может произойти нарушение установленных экологических нормативов, оператор объекта безотлагательно, но в любом случае в срок не более двух часов с момента обнаружения аварийной ситуации обязан сообщить об этом в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и предпринять все необходимые меры по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха вплоть до частичной или полной остановки эксплуатации соответствующих стационарных источников или объекта в целом, а также по устранению негативных последствий для окружающей среды, вызванных такой аварийной ситуацией.

Предприятием должен быть разработан *План ликвидации аварий (ПЛА)*, в котором с учетом специфичных условий предусматриваются оперативные действия персонала по ликвидации аварийных ситуаций и предупреждению аварий, а в случае их возникновения – по локализации, исключению загораний, максимальному снижению тяжести последствий. Планом ликвидации аварий должны предусматриваться меры по выводу в безопасное место людей, не связанных непосредственно с ликвидацией аварии. Планы ликвидации аварии должны составляться в соответствии с требованиями нормативных документов.



При разработке плана действий на случай возникновения любых внеплановых аварийных ситуаций должны быть учтены следующие аспекты:

- положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

На случай возникновения неконтролируемой ситуации на всех объектах месторождения действуют Планы ликвидации аварий, в которых определены организация и проведение аварийно-восстановительных работ, в т.ч. по ликвидации последствий загрязнения окружающей среды, определены обязанности должностных лиц, участвующих в ликвидации аварий.

При обнаружении аварийных выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду, т.е. при угрозе возникновения чрезвычайной экологической ситуации техногенного характера диспетчер объекта обязан немедленно об этом информировать соответствующие технические службы, а также руководство службы ОТ, ТБ и ООС для принятия мер по нормализации обстановки, а оно, в свою очередь, должно информировать государственные органы охраны окружающей среды и другие ведомства в установленном законодательством порядке.

Примерный план действий в чрезвычайных ситуациях по индивидуальному предупреждению и (или) ликвидации последствий загрязнения окружающей среды

Согласно закону «О гражданской защите» и Экологического кодекса РК при аварийных ситуациях предприятие должно оповестить следующие государственные органы:

- Департамент экологии по Мангистауской области, тел.: 8(7292) 301289, 301293
- Департамент по чрезвычайным ситуациям Мангистауской области, тел.: 8(7292) 426844
- ГУ «Служба пожаротушения и аварийно-спасательных работ ДЧС по Мангистауской области МЧС РК», тел.: 8 (7292) 507992, 303200
- Филиал ГУ центр медицины катастроф МЧС РК по Мангистауской области, тел.: 8(7292) 441014
- Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности МЧС РК по Мангистауской области, тел. 8(7292) 52-66-93.
- МФ «Ак Берен» ТОО «РЦШ ПВАСС», тел. 8(7292) 30-12-30
- Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Мангистауской области, тел. 8(7292) 501909.

При загрязнении почвы и угрозе поступления загрязняющих веществ в подземные воды в результате аварийного разлива пластовых вод, нефти и нефтепродуктов, химреагентов:

- обеспечить оперативную локализацию источника (сооружение земляного амбара или дамбы для предотвращения растекания жидкости),
- сбор разлитых пластовых вод, нефти и нефтепродуктов, химреагентов (использование сорбирующих материалов)



- уборка территории,
- рекультивация мест аварийного загрязнения,
- передача отходов на утилизацию/переработку,
- учет масштабов загрязнения, заполнение актов, журналов.

При аварийных выбросах в атмосферный воздух:

- оперативное устранение источника аварийного выброса, активирование, учет масштабов загрязнения,
- проведение аналитических/лабораторных исследований воздуха района загрязнения,
- предоставление всех актов и иной информации по аварийной ситуации в государственные органы.

Воздействие на поверхностные водные ресурсы в случае чрезвычайной ситуации не ожидается в виду их отсутствия.

9. ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРИ НАЛИЧИИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ - ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННОЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ)

Природоохранные мероприятия должны быть направлены на сведение к минимуму негативного воздействия процесса строительства запроектированных объектов окружающей природной среды.

9.1 Меры по сокращению воздействия на атмосферный воздух

Основными принятыми в проекте мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных веществ и обеспечения безопасных условий труда, являются следующие мероприятия:

- выбор технологии и применяемого оборудования с целью снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух;
- транспортировка материалов и оборудования только по дорогам;
- постоянно контролировать работу технологического оборудования;
- регулирование топливной аппаратуры ДВС агрегатов и специального автотранспорта для снижения загазованности территории ведения работ;
- использование герметичных систем на технологическом оборудовании и складах ГСМ;
- налив углеводородов (нефти, ГСМ и др) в резервуары и автоцистерны осуществлять методом «под слой»;
- предусмотреть газо-уравнительную систему обвязки резервуаров;
- хранение сыпучих материалов и химических реагентов в закрытом помещении в герметичных тарах;



-
- размещение источников выбросов загрязняющих веществ на площадке с учетом преобладающего направления ветра;
 - строго соблюдать технологический регламент работы на стационарных дизельных установках;
 - проверка двигателей автотранспорта на токсичность;
 - своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики оборудования;
 - упорядоченное движение транспорта на территории месторождения;
 - пылеподавление (методом орошения) на всех этапах строительства и эксплуатации;
 - пылеподавление внутрипромысловых дорог;
 - не допускать утечек и проливов ГСМ на рельеф;
 - содержание в исправном состоянии техники и автотранспорта, проведение профилактического осмотра;
 - обучение технического персонала безаварийным методам работы, повышение профессиональной грамотности рабочих и специалистов;
 - разработка плана мероприятий по реагированию на аварийные ситуации.

Дополнительно рекомендуется:

- пылеподавление при использовании сыпучих материалов и цемента с эффективностью 90%;
- орошение дорог в теплое время года;
- применение дизельных установок зарубежного производства, которые имеют выбросы оксида углерода, оксидов азота, углеводородов, сажи, формальдегида и бенз/а/пирена в 2-3,5 раза меньше, чем дизель-генераторы отечественного производства;
- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны;
- установка каталитических конверторов для очистки выхлопных газов в автомашинах, использующих в качестве топлива неэтилированный бензин с внедрением присадок к топливу, снижающих токсичность и дымность отработанных газов, оснащение транспортных средств, работающих на дизельном топливе, нейтрализаторами выхлопных газов;
- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования.

Проектом предусмотрено все проектируемое оборудование заводского исполнения. Для проектируемого оборудования, аппаратов под давлением проводятся испытания с проверкой герметичности его швов и разъёмных соединений. Значение пробного давления и результаты испытаний заносятся в паспорт сосуда лицом, проводившим эти испытания.

Фланцевые соединения на аппаратах, трубопроводах и коммуникациях должны быть герметичные. Выбор типа фланцевых соединений и материала для прокладок производится с учетом свойств химических продуктов.

Для безопасности технологических процессов составляется график проверки герметичности оборудования, трубопроводов, фланцевых соединений, арматуры с утверждением техническим руководителем организации.

Все планируемые мероприятия в сочетании с применением технологического оборудования, соответствующего мировым стандартам, хорошей организацией



производственных процессов, ведение постоянного производственного контроля и систематического мониторинга за состоянием окружающей среды позволят обеспечить минимальное воздействие на атмосферный воздух в районе расположения месторождения.

9.2 Меры по сокращению воздействия на водные ресурсы и их рациональному использованию

Расчет норм водопотребления и водоотведения для нужд буровой проводится в соответствии с отраслевыми методическими указаниями. Нормы рассчитываются для основных и вспомогательных операций и для хозяйственных нужд.

Меры по сокращению воздействия на водные ресурсы и их рациональному использованию:

- при проведении строительных работ разрешается использование только тех веществ, на которые имеются утвержденные нормативы;
- при бурении скважины запрещается использование технологий, допускающих поглощение буровых растворов проницаемыми горизонтами, насыщенными водами хозяйственно-питьевого назначения;
- при вероятности водопрооявления на буровой должна быть предусмотрена система сбора, хранения и транспортировки сильноминерализованных вод к месту их утилизации;
- отстоянные минерализованные сточные воды должны утилизироваться;
- допускается повторное использование отработанных буровых растворов при приготовлении новых порций буровых растворов для проходки нижележащих интервалов с целью снижения объемов накопления жидких отходов;
- допускается использование оставшихся по окончании бурения скважины бурового раствора, жидкости для глушения, буровых сточных вод и др. при бурении других скважин и ремонте после соответствующей очистки и обработки. При невозможности осуществления их дальнейшего использования (большие расстояния между скважинами и др.) они должны утилизироваться;
- очистка и повторное использование нефтепромысловых стоков в системе поддержания внутрипластового давления;
- усиление контроля за учетом всех видов используемой воды;
- усиление контроля за учетом образующихся сточных вод;
- своевременное заключение договоров и контроль вывоза на утилизацию сточных вод;
- при проведении строительных работ вода, используемая на гидроиспытания, должна использоваться неоднократно (повторно) на других участках.

9.3 Меры по сокращению воздействия на подземные воды

Принятая конструкция скважины не допускает гидроразрывов пород при бурении, это предотвращает загрязнение подземных вод. Для изоляции верхних горизонтов предусматривается кондуктор, который цементируется до устья. Необходимые меры для охраны подземных вод:

- проверять качество крепления скважин АКЦ в целях предотвращения вертикальных заколонных перетоков;
- ремонт скважины осуществлять в строгом соответствии с утвержденным ГТН для предотвращения возможного открытого фонтанирования;



- своевременно устранять течи смазывающих веществ, ГСМ и продуктов их отработки и не допускать загрязнения подземных вод;
- хранение и использование химических реагентов производить в специально отведенных местах;
- применять контейнеры для хранения и складирования сыпучих веществ;
- жидкие химические реагенты доставлять на буровую в специальных контейнерах, а сухие – в контейнерах и мешках;
- при испытании и освоении скважины возможен выброс углеводородов при фонтанировании или вызове притока, поэтому на территории площадки бурения предусмотреть емкость для временного хранения пластовой жидкости;
- обеспечение раздельной системы сбора отходов бурения и тщательный контроль за появлением загрязнителей-репрезентантов в сопредельных средах.

Дополнительно предусмотреть:

- устройство защитной гидроизоляции сооружений, являющихся потенциальными источниками загрязнения подземных вод;
- осуществление мер по предотвращению и ликвидации утечек сточных вод и загрязняющих веществ с поверхности земли в горизонты подземных вод;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- обязательно ежеквартально должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

При возможных аварийных ситуациях предусмотреть:

- Обваловывание участка с разлившимися ЗВ и присыпку его песчано-цементной смесью, уменьшающей фильтрацию компонентов;
- Откачку жидкости из обвалованного участка и удаление нефти с почв.

9.4 Меры по сокращению воздействия на геологическую среду и недра

При проведении планируемых работ должны проводиться мероприятия, обеспечивающие сохранение геологической среды и охрану недр, эти мероприятия включают:

- предотвращение открытого фонтанирования, грифонообразования, поглощений промысловой жидкости, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважины;
- надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных пластов по всему вскрытому разрезу;
- необходимую герметичность всех технических и обсадных колонн труб, спущенных в скважину, их качественное цементирование;
- предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, крепление и освоении.

Мероприятия по охране недр должны быть направлены на предотвращение загрязнения земли, поверхностных и подземных вод буровыми растворами, химреагентами, нефтепродуктами, минерализованными водами.

Освоение скважин должно производиться при оборудовании устья скважины герметизирующим устройством, предотвращающим разлив жидкости, открытое фонтанирование.

При обводнении скважин, помимо контроля за обводненностью их продукции, необходимо провести специальные геофизические и гидрогеологические исследования для



определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания.

9.5 Меры по сокращению воздействия на почвы и грунты

Для устранения или хотя бы значительного ослабления отрицательного влияния при строительстве скважин на природную экосистему необходимо:

- при проведении СМР снять слой почвы на определенную глубину с земельного участка, отведенного под строительство объекта и переместить слой почвы в места временного складирования для повторного использования при восстановлении земель;
- автоматическое отключение скважины при авариях отсекающими;
- обваловка устья скважины земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;
- организация движения транспорта только по постоянным автодорогам;
- организовать систему сбора твердо бытовых и производственных отходов;
- сбор и вывоз в спец. контейнерах отработанных масел, смазок, других материалов со своевременной сдачей их на регенерацию;
- провести качественную техническую рекультивацию земель.

Дополнительно рекомендуется:

- проведение мероприятий по озеленению;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.

В целом почвы района обладают низким агроэкологическим потенциалом, непригодны для земледелия без орошения. Описываемая территория по почвенно-географическому районированию относится к Прикаспийской провинции подзоны бурых почв северной пустыни. Аридность климатических условий территории, широкое распространение засоленных почвообразующих пород обуславливают низкую гумусированность почв, широкое проявление процессов солонцевания почв.

При разработке плана природоохранных мероприятий Филиал «Dunga Operating GmbH» ежегодно предусматривается озеленение территории месторождения либо ближайших населенных пунктов.

9.6. Меры по сокращению воздействия на растительный и животный мир

9.6.1. Мероприятия по сохранению целостности природных растительных сообществ, способствующих сохранению их биологического разнообразия

В соответствии с пунктом 2 статьи 7 Закона РК «О растительном мире» при проведении разработки месторождения Дунга необходимо соблюдать следующие требования:

- 1) не допускать уничтожения и повреждения, незаконного сбора дикорастущих растений, их частей и дериватов;
- 2) соблюдать требования правил пользования растительным миром и не допускать негативного воздействия на места произрастания растений;
- 3) не нарушать целостности природных растительных сообществ, способствовать сохранению их биологического разнообразия;
- 4) не допускать в процессе пользования растительным миром ухудшения состояния иных природных объектов;



5) соблюдать требования пожарной безопасности на участках, занятых растительным миром;

6) не нарушать права иных лиц при осуществлении пользования растительным миром.

Также рекомендуется незамедлительная рекультивация почвенно-растительного покрова на нарушенных и загрязненных участках, и рассмотреть возможность проведения фитомелиоративных мероприятий на рекультивированных участках.

Продолжить высадку и регулярный полив зелёных насаждений на территории ближайших населенных пунктов.

9.6.2. Мероприятия по сохранению среды обитания и условий размножения объектов животного мира, путей миграции и мест концентрации животных, а также неприкосновенность участков, представляющих особую ценность в качестве среды обитания диких животных

В соответствии со ст. 17 Закона РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 09.07.2004 г. №593 при проведении разработки месторождения необходимо осуществлять мероприятия по сохранению среды обитания и условий размножения объектов животного мира, путей миграции и мест концентрации животных, а также обеспечиваться неприкосновенность участков, представляющих особую ценность в качестве среды обитания диких животных:

- строгое соблюдение технологического цикла добычи и транспортировки нефти для сохранения оптимальных условий среды обитания фаунистического сообщества;
- контроль герметичности технологических трубопроводов, оборудования и емкостей для предотвращения загрязнения компонентов окружающей среды нефтью и нефтепродуктами, буровыми растворами, пластовыми водами и химреагентами;
- проложить фиксированную систему дорог и подъездных путей на месторождении;
- проводить работы по озеленению территории;
- запретить преследование и уничтожение животных (включая и браконьерство) путем издания соответствующего приказа по предприятию согласно законодательству по охране и использованию животного мира Казахстана;
- избегать уничтожения или разрушения гнезд, нор на близлежащей территории;
- сократить до минимума передвижения автотранспорта в ночное время;
- произвести ограждение всех технологических площадок и исключить случайное попадание животных на промплощадку;
- запретить кормление диких животных персоналом, а также в надлежащем порядке хранить отходы, являющиеся приманкой для диких животных.
- строгое соблюдение регламента передвижения автомобильного транспорта по промысловым автодорогам, с целью снижения фактора воздействия на фауну.

9.6.3. Рекомендации по охране птиц при реализации намечаемой деятельности

Данные рекомендации даны для сохранения видового многообразия, численности и мест обитания диких птиц.

В целях реализации экологических требований при проектировании и строительстве новых ЛЭП при реализации намечаемой деятельности, необходимо согласно п. 2 ст. 246 ЭК предусмотреть меры по предотвращению и сокращению риска гибели птиц



в случае соприкосновения их с токоведущими проводами на участках крепления их к конструкциям опор, а также меры по предотвращению столкновения птиц с проводами во время полета. Линии электропередачи, опоры и изоляторы необходимо оснащать специальными птицезащитными устройствами, в том числе препятствующими птицам устраивать гнездовья в местах, допускающих прикосновение птиц к проводам, находящимся под электрическим напряжением.

При выборе оптимальных устройств необходимо учитывать, что свойства и качество ПЗУ определяются, как их внешними конструкционными характеристиками (конфигурация, габариты и др.), так и физико-химическими свойствами материалов, применяемых при их изготовлении (устойчивость к факторам внешней среды /фото- термо- устойчивость/, пожаробезопасность и др.).

Прежде всего специальные птицезащитные устройства (ПЗУ) должны обладать определёнными диэлектрическими свойствами (запрещается использовать неизолированные металлические ПЗУ), так как их главное назначение – изоляция участков токонесущих проводов в местах их крепления к изоляторам, а также находящихся под напряжением контактов или вводов.

ПЗУ должны соответствовать габаритам птиц, обитающих в данной местности (как правило, от мелких воробьиных до крупных – орлов и аистов). Согласно современной европейской практике, минимально допустимая длина птицезащитного кожуха составляет 1300 мм (NABU, Германия). Для ПЗУ нового поколения рекомендуется длина не менее 1400 мм (ПЗУ производства «Тусо Reichem», Директива VDE-AR-N 4210-11 Союза немецких электротехников «Охрана птиц на воздушных линиях электропередачи среднего напряжения»).

Кроме того, ПЗУ должно обладать свойством конструкционной совместимости с защищаемыми участками ЛЭП (например, определёнными узлами крепления проводов к изоляторам).

9.7. Меры по восстановлению земельного участка. Рекультивация нарушенных земель

В связи с рисками загрязнения земельных ресурсов и в целях охраны земель собственники земельных участков и землепользователи обязаны проводить мероприятия по:

- 1) защите земель от водной и ветровой эрозий, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения, уплотнения, загрязнения радиоактивными и химическими веществами, захламления, биогенного загрязнения, а также других негативных воздействий;
- 2) защите земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелкоколесем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- 3) ликвидации последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;
- 4) сохранению достигнутого уровня мелиорации;
- 5) рекультивации нарушенных земель, восстановлению плодородия почв, своевременному вовлечению земель в оборот.

Физические и юридические лица при использовании земель не должны допускать загрязнение земель, захламление земной поверхности, деградацию и истощение почв, а



также обязаны обеспечить снятие и сохранение плодородного слоя почвы, когда это необходимо для предотвращения его безвозвратной утери.

В соответствии со ст. 238 Экологического Кодекса Республики Казахстан «недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны: 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению; 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель; 3) проводить рекультивацию нарушенных земель».

При выборе направления рекультивации нарушенных земель должны быть учтены:

- 1) характер нарушения поверхности земельного участка;
- 2) природные и физико-географические условия района расположения объекта;
- 3) социально-экономические особенности расположения объекта с учетом перспектив развития района и требований охраны окружающей среды;
- 4) необходимость восстановления основной площади нарушенных земель под пахотные угодья в зоне распространения черноземов и интенсивного сельского хозяйства;
- 5) выполнение на территории промышленного объекта планировочных работ, ликвидации ненужных выемок и насыпи, уборка строительного мусора и благоустройство земельного участка;
- 6) овраги и промоины на используемом земельном участке, которые должны быть засыпаны или выположены;
- 7) проведение в обязательном порядке озеленения территории.

Все проектируемые работы планируются на землях промышленного назначения, в пределах земельного отвода. В соответствии со ст. 238 Экологического Кодекса Республики Казахстан п. 4. при выборе направления рекультивации нарушенных земель учитываются природные и физико-географические условия района расположения объекта. Для месторождения Дунга характерными являются слабосформированные бурые пустынные почвы, сероземы и солончаковые соровые отложения. Почвы имеют очень мало гумуса (0.2%), а гумусовый горизонт их почти не различим. В соответствии с ГОСТ 17.5.1.03-86, ГОСТ 17.5.3.06-85 данные виды почвы не подходят для биологической рекультивации. Поскольку биологическая рекультивация в пустынной зоне на солончаках и солончаках нецелесообразна, и почвы в границах отвода и прилегающей территории не пригодны для биологической рекультивации по агрохимическим показателям (высокая степень засоленности, низкое содержание гумуса и основных питательных веществ). По окончании строительства предусматривается техническая рекультивация отведенных земель в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04-83 «Земли».

В процессе проведения планировки площадок бурения, строительно-монтажных работ, буровых операций, ликвидаций скважин происходит нарушение почвенно-растительного слоя на отведенных участках земли. Поэтому по мере завершения работ необходимо в соответствии с данным проектом проводить техническую рекультивацию отчуждаемой территории.

Мероприятия по рекультивации земель выполняются в следующем порядке:

- работы по снятию и сохранению верхнего плодородного слоя земли при планировке площадки перед началом работ;
- перемещение снимаемых пород в отвал;



- очистка территории от мусора;
- сбор и вывоз с территории загрязненного грунта;
- нанесение снятого слоя на восстанавливаемые земли после завершения работ.

При снятии верхнего слоя необходимо учесть объем земляных работ, зависящий от толщины снимаемого слоя, глубину бурения скважины, продолжительность ведения буровых работ.

По окончании строительства предусматривается техническая рекультивация отведенных земель, включающая в себя следующие виды работ: очистку территории от мусора и остатков материалов; сбор и вывоз металлолома; планировку площадки.

Рекультивируемые земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт.

Выполнение проектных решений с соблюдением норм и правил строительства, а также мероприятий по охране окружающей среды, не приведет к значительному воздействию на окружающую природную среду.

9.8 Мероприятия по управлению отходами

Образователи и владельцы отходов несут ответственность за обеспечение надлежащего управления отходами с момента их образования до момента передачи во владение лица, осуществляющего операции по восстановлению или удалению отходов на основании лицензии.

Согласно статье 319 Экологического кодекса Республики Казахстан под **управлением отходами** понимаются операции, осуществляемые в отношении отходов с момента их образования до окончательного удаления.

В соответствии со статьей 327 ЭК физические и юридические лица, в процессе хозяйственной деятельности которых образуются отходы обязаны выполнять операции по управлению отходами таким образом, чтобы не создавать угрозу причинения вреда жизни и (или) здоровью людей, экологического ущерба, и, в частности, без:

- 1) риска для вод, в том числе подземных, атмосферного воздуха, почв, животного и растительного мира;
- 2) отрицательного влияния на ландшафты и особо охраняемые природные территории.

Анализ текущего состояния управления отходами

На месторождении существует определенная система сбора, накопления, хранения и вывоза отходов. Отходы, образующиеся при нормальном режиме работы предприятия, накапливаются в местах их образования, собираются в контейнеры/емкости и хранятся на специально отведенных для этих целей местах/площадках (*не более шести месяцев*). В целях упрощения дальнейшего специализированного управления отходами предусматривается раздельный сбор отходов по видам или группам. Отходы собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого вида отходов, с последующим вывозом самостоятельно или специализированными субъектами путем заключения соответствующих договоров для их дальнейшего восстановления или удаления.

Специализированная компания при обращении с отходами производства и потребления обязана соблюдать требования экологического законодательства РК. Перевозка всех отходов производится под строгим контролем, и движение всех отходов регистрируется (вид, количество, характеристика, маршрут, маркировка, категория, отправная точка, место назначения).



9.8.1 Операции по управлению отходами

Накопление и сбор отходов

На производственном объекте, на территории буровой площадки накопление отходов производится на специально отведенных площадках (местах накопления отходов), соответствующих классу опасности отходов. Отходы по мере их накопления собирают отдельно для каждой группы отходов в соответствии с классом опасности.

Места накопления отходов – площадки с контейнерами, емкостями, герметичными тарами для сбора отходов, исключающими протечки и попадание осадков во внутрь.

Временное складирование отходов на месте их образования разрешается на срок **не более шести месяцев** до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению (п/п.1 п.2 ст.320 ЭК РК).

Кроме того, должны быть установлены контейнеры для раздельного сбора твердых бытовых отходов, вывозимых специализированной подрядной организацией согласно графику вывоза.

Временное складирование неопасных отходов в процессе их сбора (в контейнерах) допускается на срок **не более трех месяцев** до даты их вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

Покрытие всех площадок должно быть выполнено из твердого и непроницаемого материала, асфальтобетонных плит. Площадки должны иметь ограждение и обваловку с трех сторон.

Отходы, образующиеся на буровой площадке до вывоза по договорам временно, накапливаются и собираются в специально отведенных местах:

- Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь) – накапливается в закрытых металлических/пластиковых контейнерах на участках образования.
- Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара) накапливается в закрытых металлических/пластиковых контейнерах на участках образования.
- Смешанные металлы (металлолом) собирается в специальные металлические контейнеры, откуда их автопогрузчиком перегружают в автотранспорт и доставляют на место восстановления.
- Смешанные коммунальные отходы накапливаются в закрытых металлических/пластиковых контейнерах для ТБО (1 м³).

Транспортировка

Транспортировка отходов к местам восстановления или удаления осуществляется только специализированным автотранспортом. Вывоз отходов осуществляется по заявке работника, ответственного за управление отходами объекта/отдела, который заполняет и подписывает необходимые талоны и передаёт их подрядчику.

С момента погрузки отходов на транспортное средство и приемки их Подрядной организацией, выполняющей перевозку отходов, и до выгрузки их в установленном месте из транспортного средства ответственность за безопасное обращение с ними несет транспортная компания.

Согласно п. 3 ст. 337 Экологического кодекса РК, а также Закону РК «О разрешениях и уведомлениях» компании по транспортировке отходов должны состоять в реестре



субъектов предпринимательства в сфере управления отходами для осуществления деятельности по сбору, сортировке и (или) транспортировке отходов, восстановлению и (или) уничтожению неопасных отходов.

При транспортировке отходов производства не допускается загрязнение окружающей среды в местах их перевозки, погрузки и разгрузки.

При перевозке твердых и пылевидных отходов транспортное средство обеспечивается защитной пленкой или укрывным материалом. Транспортное средство для перевозки полужидких (пастообразных) отходов оснащают шланговым устройством для слива. Пылевидные отходы увлажняют на всех этапах: при загрузке, транспортировке и выгрузке.

При транспортировке отходов производства 1 и 2 класса опасности не допускается присутствие третьих лиц, кроме лица, управляющего транспортным средством и персонала, который сопровождает груз.

Твердые отходы, предназначенные для транспортировки, должны быть упакованы в транспортную тару (металлические, полимерные контейнеры, бочки, ящики, мешки), предназначенную для защиты от внешних воздействий, вторичного загрязнения окружающей среды и для обеспечения удобства погрузочно-разгрузочных работ, транспортирования и временного хранения. Жидкие отходы допускается транспортировать в тех же ёмкостях, в которых они хранились, проверив, что их крышки (пробки) плотно закрыты (завинчены).

На каждой транспортной таре (контейнере, бочке, ящике, мешке) с отходами в определенных случаях должна быть нанесена маркировка, характеризующая транспортную опасность груза.

Восстановление и удаление отходов

Все отходы, образующиеся в процессе строительства скважин, будут вывозиться на переработку/утилизацию в соответствии с программой управления отходами на предприятии для Филиала «Dunga Operating GmbH».

Подрядные строительные компании самостоятельно перерабатывают/ утилизируют свои отходы и сточные воды, образующиеся в процессе проведения буровых работ, согласно заключенным договорам со специализированными организациями.

В целом система управления отходами предусматривает планы сбора, хранения, транспортировки отходов на их восстановление и удаление, согласно которым проводится регулярная инвентаризация, учет и контроль за хранением, состоянием и транспортировкой всех отходов производства и потребления. При выборе способа и места переработки, утилизации или размещения отходов собственники отходов должны руководствоваться общими экологическими требованиями в части обращения с отходами производства и потребления согласно ЭК РК. Специализированная компания при обращении с отходами производства и потребления обязана соблюдать требования экологического законодательства РК.

Рекомендуемые способы восстановления или удаления образующихся отходов

- Нефтедержавшие буровые отходы (шлам) и буровой раствор (отходы бурения) - вывоз спецавтотранспортом в специализированную компанию на переработку/утилизацию термическим, физико-химическим или биологическим методами на специализированных установках по переработке буровых и нефтедержавших отходов, либо любыми другими методами, разрешенными к применению в РК.



- Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанное масло) вывозятся по договору в специализированную компанию по переработке (регенерации) отработанного масла.

- Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь) - вывоз на переработку/утилизацию в специализированную компанию, для термического уничтожения на специализированной установке по переработке отходов производства и потребления.

- Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара) - данные отходы подлежат предварительной сортировке по виду, составу материалов и состоянию тары, с целью определения их повторного использования в качестве вторичного сырья, при невозможности использования - вывоз на переработку/утилизацию в специализированную компанию, для термического уничтожения на специализированной установке по переработке отходов производства и потребления.

- Смешанные металлы (металлолом), отходы сварки (огарки сварочных электродов) - могут быть использованы повторно для собственных нужд предприятия или переданы сторонней специализированной организации на переработку способом разборки на компоненты, сортировки с последующей переработкой вторичного сырья (переплавка).

- Смешанные коммунальные отходы (твёрдо-бытовые отходы) - обеспечение раздельного сбора коммунальных отходов на месте их образования с последующим вывозом автотранспортом в специализированные компании для переработки. Неутилизируемые фракции отходов подвергаются уничтожению термическим методом.

Все образующиеся отходы могут подлежать предварительной сортировке по виду, составу материалов и состоянию тары, с целью определения их дальнейшего предназначения. Отходы могут быть использованы повторно для собственных нужд предприятия (для складирования вторсырья), реализованы на сторону (с оформлением необходимых документов) и переданы на переработку/утилизацию в специализированные компании, которые занимаются восстановлением или удалением подобного рода отходов и имеющих разрешительные документы на занятие подобным видом деятельности.

Подрядчик по вывозу отходов производства и потребления, образованных при строительстве скважин, определяется по итогам проводимого тендера.

9.8.2 Рекомендации по управлению отходами

В соответствии со ст.335 Экологического Кодекса РК «операторы объектов I и (или) II категорий, а также лица, осуществляющие операции по сортировке, обработке, в том числе по обезвреживанию, восстановлению и (или) удалению отходов, обязаны разрабатывать программу управления отходами в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды».

Программа управления отходами разрабатывается в соответствии с принципом иерархии и должна содержать сведения об объеме и составе образуемых и (или) получаемых от третьих лиц отходов, способах их накопления, сбора, транспортировки, обезвреживания, восстановления и удаления, а также описание предлагаемых мер по сокращению образования отходов, увеличению доли их повторного использования, переработки и утилизации.

Для функционирования системы управления отходами на предприятии необходимы анализ и оценка экологических решений по обращению с отходами на всех стадиях



«жизненного цикла», которые могут быть идентифицированы и структурированы по видам техногенного воздействия на окружающую среду. В данном разделе приведены этапы технологического цикла отходов – от их образования до удаления или захоронения.

Для снижения воздействия на окружающую среду отходов производства и потребления на предприятии предусматриваются следующие эффективные меры:

- обеспечение сбора, накопления и удаления отходов в соответствии с требованиями охраны окружающей среды: временное складирование отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;
- изоляция отходов высокой степени опасности;
- разделение несовместимых отходов;
- недопущение смешивания опасных отходов;
- осуществление транспортировки отходов с использованием специальных транспортных средств, оборудованных для данной цели;
- составление паспортов отходов;
- проведение периодического аудита системы управления отходами;
- максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве;
- принятие мер предосторожности и проведение ежедневных профилактических работ в целях исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;
- повторное использование отходов производства;
- заключение договоров со специализированным предприятием на переработку/утилизацию отходов производства и потребления.

Мероприятия по сокращению объема отходов предполагают применение безотходных технологий либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

К основным мероприятиям, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду образующихся на предприятии отходов, относятся:

- уменьшение образования отходов у источника;
- минимизация образования отходов путем получения вторичного сырья;
- минимизация образования отходов путем их восстановления и повторного использования;
- организованное временное складирование и сбор отходов;
- организационные мероприятия.

Меры сокращения объемов отходов:

- повторное использование отработанных буровых растворов при приготовлении новых порций буровых растворов;
- металлолом - обрезки труб могут быть использованы на предприятии;
- отходы тары ЛКМ - соблюдение правил разгрузки и хранения лакокрасочных материалов, а также полное использование материала;
- смешанные коммунальные отходы – приготовление пищи предусматривать по количеству работающего персонала, что сократит объем пищевых отходов;
- пластмассовая упаковка (мешки) – может быть использована повторно.



При соблюдении всех предложенных решений и мероприятий образование и складирование отходов будет безопасным для окружающей среды.

В Филиале «Dunga Operating GmbH» согласно ст. 329 Экологического Кодекса применяются меры по предотвращению образования отходов и управлению образовавшимися отходами, основывающиеся на иерархии в порядке убывания их предпочтительности в интересах охраны окружающей среды:

- предотвращение образования отходов;
- подготовка отходов к повторному использованию (операции по сортировке, обработке и накоплению образованных отходов);
- переработка, утилизация и удаление отходов согласно договорам, со специализированными организациями.

Деятельность Филиала «Dunga Operating GmbH» строится с учетом максимального использования всех доступных средств для сокращения объема образующихся отходов и использования их в качестве вторичного сырья.

Компания не останавливается на использовании описанных выше процедур и исследует возможность внедрения новых мероприятий вторичного или альтернативного использования отходов, которые направлены на снижение объемов отходов.

Кроме того, для минимизации негативных воздействий на окружающую среду планируемой хозяйственной деятельности, к принятым техническим решениям рекомендуется разработка комплекса дополнительных мероприятий в целях повышения надежности защиты от негативных последствий реализации проекта:

- разработать эффективную систему оперативного контроля за соблюдением экологических требований при проведении работ;
- разработать и довести до работников план действий при возникновении техногенных аварийных ситуаций;
- предусмотреть запас необходимых реагентов, материалов и оборудования, необходимых при ликвидации чрезвычайных происшествий природного и техногенного характера;
- поддерживать группы немедленного реагирования на возникновение чрезвычайных ситуаций в постоянной готовности;
- разработать для сотрудников Инструкцию по соблюдению экологической безопасности при производстве проектируемых работ.

Выполнение всех требований проекта в области охраны окружающей среды, комплекса законов и экологических нормативов, предложенных рекомендаций в полной мере позволит свести неблагоприятные воздействия, связанные с реализацией проекта, к минимуму, обеспечив экологическую безопасность района.

Таблица 9.1 -План мероприятий по реализации программы управления отходами

№	Мероприятия	Показатель (качественный/количественный)	Форма завершения	Ответственные за исполнение	Срок исполнения	Источники финансирования
1	2	3	4	5	6	7
1	Обустройство мест временного накопления образующихся отходов на площадке (покупка дополнительных контейнеров, емкостей, урн)	100% организация и оборудование мест временного накопления отходов, отвечающих предъявляемым требованиям будет способствовать снижению	Акт выполненных работ, отчет эколога предприятия	Начальник участка, отдел экологии	По мере необходимости	Собственные средства компании



		загрязнения окружающей среды				
2	Внедрение системы раздельного сбора отходов на площадках месторождения	100% предотвращение захламления территории буровой площадки	Заключение договоров со специализированными организациями на вывоз и утилизацию отходов	Начальник участка, инженер-эколог	Постоянно	Собственные средства компании
3	Заключение договоров со специализированными организациями для вывоза и утилизации отходов производства и потребления	Утилизация / переработка на 100% всех отходов производства и потребления	Вывоз отходов специализированной организацией согласно Акту выполненных работ для дальнейшей утилизации с применением доступных в РК технологий	Руководство компании, отдел экологии	Обеспечить утилизацию отходов на постоянной основе в течение всего периода бурения скважин	Собственные средства компании
4	Инструктаж персонала площадки, назначение ответственных по операциям обращения с отходами	100% предотвращение захламления территории месторождения	Заключение договоров со специализированными организациями на вывоз и утилизацию отходов	Начальник участка, отдел экологии	Постоянно	Собственные средства компании
5	Недопущение проливов ГСМ	100% исключение образования замазученного грунта на территории месторождения	Дефектный акт ремонта установок/оборудования, автотранспорта	Инженер-механик, отдел экологии	Постоянно	Собственные средства компании

9.9. Комплекс мероприятий по снижению шума

При разработке или выборе методов защиты окружающей среды от шумов принимается целый комплекс мероприятий, включающий:

- проведение необходимых акустических расчетов и измерений, их сравнение с нормированными и реальными шумовыми характеристиками;
- определение опасных и безопасных зон; разработка и применение звукопоглощающих, звукоизолирующих устройств и конструкций;
- выбор соответствующего оборудования и оптимальных режимов работы;
- снижение коэффициента направленности шумового излучения относительно интересующей территории;
- выбор оптимальной зоны ориентации и оптимального расстояния от источника шума;
- проведение архитектурно-планировочных работ;
- организационно-технические мероприятия по профилактике в части своевременного ремонта и смазки оборудования;
- запрещение работы на устаревшем оборудовании, производящего повышенный уровень шума.

Процесс снижения шума включают в себя следующие мероприятия: звукопоглощение, звукоизоляцию и глушение.

Звукопоглощение

Звукопоглощением называется процесс перехода части энергии звуковой волны в тепловую энергию среды, в которой распространяется звук. Применение звукопоглощения позволяет уменьшить уровень шума от источников, расположенных в том или другом помещении. Звукопоглощающие материалы применяются как в объеме, где находится источник шума, так и в изолируемых помещениях. В зависимости от механизма звукопоглощения механизмы делятся на несколько видов.



К *первому* виду относятся материалы, в которых поглощение осуществляется за счет вязкого трения воздуха в порах (волокнистые пористые материалы типа ультратонкого стеклянного и базальтового волокна), в результате чего кинетическая энергия падающей звуковой волны переходит в тепловую энергию материала.

Ко *второму* виду звукопоглощающих материалов относятся материалы, в которых помимо вязкого трения в порах происходят релаксационные потери, связанные с деформацией нежесткого скелета (войлок, минеральная вата и т.п.).

К *третьему* виду относятся панельные материалы, звукопоглощение которых обусловлено деформацией всей поверхности или некоторых ее участков (фанерные щиты, плотные шторы и т.п.).

Для увеличения поглощения пористых материалов на низких частотах либо увеличивают их толщину, либо используют воздушные промежутки между материалом и ограждением. Максимум поглощения наблюдается тогда, когда воздушный зазор между поверхностями конструкции и материала равен половине длины волны падающего звукового колебания.

Относительные поглощающие материалы не дают необходимого поглощения на всех частотах звукового диапазона. С этой целью применяются звукопоглощающие конструкции. Конструктивно звукопоглощающие материалы выполняются нескольких типов: резонансные, слоистые, пирамидальные.

Звукоизоляция

Под звукоизоляцией понимается процесс снижения уровня шума, проникающего через ограждение в помещение. Акустический эффект при звукоизоляции обеспечивается процессом отражения звуковой волны от ограждения.

К средствам звукоизоляции относятся ограждения, звукоизолирующие кожухи и акустические экраны.

Звукоизолирующие ограждения. Ограждающая конструкция должна обладать такой звукоизоляцией, при которой уровень громкости проникающего через них шума не превышал допустимого (нормируемого) шума.

Для увеличения звукоизолирующих свойств сплошного заграждения от импульсного шума, возникающего от непосредственных ударов по ограждению, последние выполняют их чередующихся модулей, резко отличающимися по объемному весу и модулю упругости.

Для увеличения звукоизоляции в области низких частот следует применять прокладки из материалов с меньшим модулем упругости и большей толщиной (древесноволокнистые, минераловатные плиты толщиной 2-4 см, плотностью 200-400 кг/м³, резиновые прокладки).

Звукоизолирующие кожухи. Для эффективной борьбы с шумом машин, различных устройств и оборудования применяются звукоизолирующие кожухи, которые полностью закрывают источники шума, не давая распространяться звуковым колебаниям в свободном пространстве или в производственных помещениях. Конструкция кожухов отличается большим разнообразием в соответствии с типом механизма и может быть стационарной, разборной, съемной, иметь смотровые окна, двери и т.п.

Звукоизолирующие кожухи применяются совместно с поглощающими материалами и глушителями шума.



Акустические экраны. Звукоизолирующие конструкции в виде акустических экранов применяются для снижения уровня шумов в окружающей среде, создаваемых открыто установленными источниками шума на территории предприятия. Использование акустических экранов целесообразно в том случае, если уровень шума источника превышает более чем на 10 дБ уровня шумов, создаваемых другими источниками в рассматриваемой зоне.

Конструкция акустических экранов может быть самой различной формы либо стационарного исполнения, либо передвижная. Звукоизолирующие поверхности экранов изготавливаются из металла, бетона, пластмассы и т.д. Поверхность со стороны падающего звукового поля облицовывается звукопоглощающим материалом. Для увеличения зоны акустической тени размеры экранов (ширина и высота) должны более чем в 3 раза превышать размеры установки, производящей шум. При низких частотах размеры экранов тоже должны увеличиваться для получения требуемого уровня снижения.

Воздействие шумовых эффектов в процессе строительства скважин будет слабым и прекратится после окончания этих работ.

9.10 Меры по сохранению и компенсации потери биоразнообразия

В проекте выполнена предварительная идентификация и оценка наиболее вероятных неблагоприятных воздействий на компоненты окружающей природной среды.

Как упоминалось ранее, в разделе 9, проект реализуется на территории, преобразованной в результате хозяйственной деятельности. Проектируемые работы будут происходить на территории действующего месторождения Дунга. Ландшафты месторождения под воздействием многолетних антропогенных и техногенных нарушений были подвержены механическим изменениям. Изъятие земель сельскохозяйственного назначения для нужд промышленности производиться не будет, поскольку изымаемый под размещение объектов участок до начала реализации в сельском хозяйстве не использовался - территория является промышленно освоенной территорией. Земли малопригодны для использования в сельскохозяйственном обороте. Ландшафтно-климатические условия и месторасположение территории исключают ее рентабельное использование, для каких либо хозяйственных целей, кроме реализации прямых целей производства.

На исследуемой территории не выявлено местообитаний ценных видов птиц, млекопитающих.

На участке месторождения Дунга отсутствуют объекты историко-культурного наследия.

По итогам анализа оценки намечаемой деятельности негативного воздействия на здоровье населения прилегающих территорий не ожидается. Ожидается положительное воздействие за счет улучшения здоровья членов семей местных специалистов, задействованных на строительных работах в связи с ростом доходов.

Определена предварительная значимость каждого вида воздействия, перечислены меры, разработанные в проектной документации для смягчения воздействий. Дана комплексная оценка воздействия на окружающую среду.

При реализации проекта разработки месторождения Дунга учтены требования экологических норм, применяемая технология бурения соответствует современному уровню развития науки и промышленности и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию zaproektirovannykh объектов при соблюдении предусмотренных мероприятий.



Более подробный перечень природоохранных мероприятий при реализации намечаемой деятельности представлен в разделе 9.6.

Таким образом, реализация проектных решений при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и незначительно повлияет на абиотические и биотические связи территории, с учетом того, что данная территория уже подвержена антропогенному вмешательству.

Проведенная оценка воздействия на окружающую среду позволяет сделать следующие выводы:

- Негативные воздействия намечаемой деятельности на биоразнообразие не выявлены.
- В процессе проведения оценки воздействия на окружающую среду проектируемой деятельности выявлено, что и на стадии строительства, и на стадии эксплуатации отсутствуют риски утраты биоразнообразия.

Реализация намечаемой деятельности не приведет:

- к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся редкими или уникальными, и имеется риск их уничтожения и невозможности воспроизводства;
- к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся составной частью уникального ландшафта, и имеется риск его уничтожения и невозможности восстановления;
- к потере биоразнообразия из-за отсутствия участков с условиями, пригодными для компенсации потери биоразнообразия без ухудшения состояния экосистем;
- к потере биоразнообразия из-за отсутствия соответствующей современному уровню технологии.

Таким образом, проведение оценки потери биоразнообразия и разработка мероприятий по их компенсации не требуется.

Компенсация потери биоразнообразия по данному проекту также не требуется, поскольку отсутствует биоразнообразие, утраченное в результате осуществленной деятельности.

В результате проведенной оценки воздействия установлено, что в целом воздействие на окружающую среду от реализации проекта будет средней (допустимой) значимости, а результат социально-экономического воздействия будет иметь позитивный эффект.

9.11 Предложения по программе производственного экологического контроля

В соответствии со статьей 182 п. 1 Экологического кодекса РК от 2 января 2021 г. № 400-VI ЗРК «Операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль».

В соответствии с требованиями статьи 183 Экологического Кодекса РК производственный экологический контроль проводится на основе программы производственного экологического контроля, являющейся частью экологического разрешения, а также программы повышения экологической эффективности.

Целью производственного экологического контроля состояния окружающей среды является создание информационной базы, позволяющей осуществлять производственные и иные процессы на «экологически безопасном» уровне, а также решать весь комплекс



природоохранных задач, возникающих в результате деятельности предприятия.

На каждом предприятии разрабатывается Программа производственного экологического контроля (ПЭК). Программа ПЭК на предприятии является основным информационным звеном в системе управления окружающей средой. В Программе ПЭК для объектов предприятия определяются основные направления и общая методология мониторинговых работ по компонентам окружающей среды: атмосферный воздух, водные ресурсы, сточные воды, управление отходами, почвы, растительный покров, животный мир и радиационная обстановка.

Разработка программы производственного экологического контроля осуществляется в соответствии с «Правилами разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля», утвержденными Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 14 июля 2021 г. №250, а также требованиям статьи 185 ЭК РК.

9.11.1 Предложения по организации мониторинга за состоянием атмосферного воздуха

Для выполнения требований законодательства в области охраны атмосферного воздуха, в том числе для соблюдения нормативов предельно допустимых выбросов при эксплуатации производственных объектов, предусматривается система контроля источников загрязнения атмосферы.

Контроль за соблюдением установленных величин НДВ осуществляется в соответствии с «Руководством по контролю источников загрязнения атмосферы» РНД 211.3.01.06-97 (ОНД-90) и СТ РК 1517-2006 «Охрана природы. Атмосфера. Метод определения и расчета количества выброса загрязняющих веществ».

Мониторинг состояния атмосферного воздуха проводится в соответствии с «Руководством по контролю загрязнения атмосферы» (РД 52.04.186-89), СТ РК 2036-2010 «Охрана природы. Выбросы. Руководство по контролю загрязнения атмосферы», ГОСТ 17.2.3.01-86 «Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населённых пунктов».

Мониторинг эмиссий и мониторинг воздействия проводится аккредитованной лабораторией, выбираемой на основании тендера.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность по результатам возлагается на руководителя предприятия.

Результаты контроля заносятся в базу данных, включаются в технические отчеты предприятия, отчеты по производственному мониторингу, отчеты по форме № 2-ТП (воздух) и учитываются при оценке его деятельности.

Контроль за состоянием воздушного бассейна обеспечивает:

- ведение систематического наблюдения за выбросами ЗВ;
- сбор данных для составления отчетности по форме № 2-ТП (воздух);
- проведение анализа причин, вызывающих превышение нормативов допустимых выбросов (НДВ).

Производственный мониторинг воздушного бассейна, как элемент производственного экологического контроля, включает в себя следующие направления деятельности:



-
- наблюдение за параметрами технологических процессов (операционный мониторинг);
 - наблюдения за источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением нормативов допустимых выбросов (НДВ) (мониторинг эмиссий);
 - оценку состояния атмосферного воздуха (мониторинг воздействия).

В настоящее время Филиал «Dunga Operating GmbH» на месторождении Дунга проводит контроль содержания загрязняющих веществ в атмосфере и на источниках выбросов в соответствии с Программой производственного экологического контроля. Вновь вводимые источники выбросов будут включены в Программу производственного экологического контроля предприятия после ввода в эксплуатацию.

Дополнительно рекомендуется:

- усиление контроля за подрядной организацией, осуществляющей мониторинг на месторождении, в том числе: проверка выпускаемых отчетов о мониторинге на соответствие данных в отчете и результатов в протоколах лабораторных исследований, проверка достоверности представленных данных касательно координат мониторинговых точек, дополнить отчеты сравнительным анализом с предыдущими периодами мониторинга, с отражением динамики изменения;
- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.

9.11.2 Предложения по организации мониторинга за состоянием качества водных ресурсов

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

На месторождении Дунга мониторинг подземных вод проводится на мониторинговых скважинах.

В соответствии с программой ПЭК, периодичность контроля за состоянием подземных вод проводится 2 раза в год (2 и 3 квартал, подробное описание приведено в разделе 1.2).

Мониторинг подземных вод заключается в изучении состояния водных объектов, расположенных в непосредственной близости от технологических площадок. Задачей мониторинга подземных вод является контроль изменения их качества в соответствии с санитарно-гигиеническими требованиями.

Мониторинг поверхностных вод на месторождении не проводится.

Рекомендуется продолжить мониторинг подземных вод в рамках действующей программы ПЭК.



Контроль за водопотреблением и водоотведением при разработке месторождения

Система водопотребления и водоотведения имеет налаженную технологию, которая гарантирует постоянную подачу воды, особенно в зимнее время для предупреждения замерзания водопровода. Непосредственно процессы строительства и эксплуатации новых объектов связаны с большими объемами потреблением воды на техническое водопотребление (приготовление бурового и цементного раствора, закачка буферной жидкости для освоения с целью вызова притока, пылеподавление). Для соблюдения правил по техники безопасности на территории площадок проектируется наличие противопожарного запаса воды на случай аварийной ситуации. Кроме технических нужд вода необходима на потребление в хозяйственно-бытовых целях (подробное описание приведено в разделе 1.5.2.3).

На период разработки месторождения комплекс наблюдений за рациональным водопотреблением и водоотведением рекомендуется усилить. Для своевременного отслеживания текущей ситуации по рациональному использованию водных ресурсов (по видам используемой воды) необходимо составлять балансовую таблицу водопотребления и водоотведения предприятия.

9.11.3 Предложения по организации экологического мониторинга почв, растительного и животного мира

В соответствии с Программой производственного экологического контроля для Филиала «Dunga Operating GmbH» мониторинговые наблюдения за динамикой изменения свойств почв на месторождении Дунга осуществляют на стационарных экологических площадках (СЭП), на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв (подробное описание приведено в разделе 1.2.3.).

В дальнейшем при эксплуатации проектируемых объектов мониторинг почвенного покрова рекомендуется продолжить в существующем режиме в рамках Программы ПЭК.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо осуществлять контроль за чистотой мест временного накопления отходов, своевременной санитарной уборкой территории месторождения.

В соответствии с действующими в Кодексе требованиями, временное накопление отходов предприятия допускается в сроки не более 6 месяцев с момента их образования. В этой связи рекомендуется на предприятии вести строгий контроль за объемами предельного накопления отходов и своевременного их вывоза.

В районе накопления отходов проводить мониторинг состояния окружающей среды, в соответствии с программой, в рамках мониторинга проводить контроль загрязнения атмосферного воздуха, подземных вод и почвы. Перечень определяемых компонентов и периодичность проведения замеров определяется Программой производственного экологического контроля.

С целью сохранения биоресурсов и своевременного выявления неблагоприятных последствий воздействия на экосистемы на месторождении необходимо периодически проводить мониторинг растительности и животного мира.

Растительность, благодаря физиономическим свойствам и высокой динамичности является надежным индикатором природных и антропогенно-стимулированных процессов по сравнению с другими компонентами экосистем.

Организация мониторинга за состоянием животного мира

На месторождении необходимо проводить наблюдения за основными видами наземных позвоночных, птиц, пресмыкающихся и земноводных, с применением методики



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

Мониторинг за птицами в весенний и осенний период сводится к визуальному наблюдению их перелетов. Необходима организация визуального наблюдения за появлением на территории месторождения животных, недопущению их попадания в опасные зоны.

Рекомендуется проведение регулярного мониторинга растительного и животного мира на месторождении Дунга. Усилить контроль за подрядной кампанией по мониторингу в части отражения в отчете информации, полученной в ходе мониторинга и ее анализ в сравнении с прошлыми периодами, фиксация выявленных изменений, с последующей разработкой компенсационных мероприятий.

Мониторинг флоры и фауны должен проводиться в общей системе мониторинговых исследований, так как для выявления процесса изменения популяций необходимы сведения по другим компонентам и параметрам экосистемы.

9.12 Цели, масштабы и сроки проведения послепроектного анализа, требования к его содержанию, сроки представления отчетов о послепроектном анализе уполномоченному органу

Согласно Экологическому кодексу Республики Казахстан (статья 67. Стадии оценки воздействия на окружающую среду) послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду.

В соответствии со статьей 78 ЭК РК послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности (далее – послепроектный анализ) будет проведен составителем отчета о возможных воздействиях.

Цель проведения послепроектного анализа - подтверждение соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Сроки проведения послепроектного анализа - послепроектный анализ будет начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Не позднее срока, указанного выше, составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет ресурсе.



Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Получение уполномоченным органом в области охраны окружающей среды заключения по результатам послепроектного анализа является основанием для проведения профилактического контроля без посещения субъекта (объекта) контроля.

Цель послепроектного анализа заключается в том, чтоб установить соответствие фактических показателей с проектными.

Послепроектный анализ проводится согласно Приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 1 июля 2021 года № 229 «Об утверждении Правил проведения послепроектного анализа и формы заключения по результатам послепроектного анализа».

Необходимость проведения послепроектного анализа намечаемой деятельности

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

Принимая во внимание перечисленные выше требования ЭК РК, целью проведения послепроектного анализа является подтверждение соответствия реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях. Согласно требованиям ЭК РК, послепроектный анализ начинают проводить не ранее чем через двенадцать месяцев *после начала эксплуатации соответствующего объекта*, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Данный Проект разработки месторождения Дунга является базовым проектом, в котором нет проектно-сметной документации на строительство объектов и, следовательно, на данной стадии проектирования нет возможности провести расчеты эмиссий и объемов образования отходов.

В данном Отчете о возможных воздействиях нормативы эмиссий и лимиты накопления отходов не устанавливаются.

Нормативы выбросов ЗВ и лимиты накопления отходов будут рассчитаны в последующих стадиях проектирования - в проектах на строительство скважин и в проектах на обустройство месторождения и в дальнейшем будут установлены в Экологическом разрешении на воздействие для Филиала «Dunga Operating GmbH». Также в данных проектах на строительство и эксплуатацию объектов будет подробно описана оценка воздействия на все компоненты окружающей среды.

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

Перечисленные все выше доводы показывают, что в проведении послепроектного анализа фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности в рамках Проекта разработки месторождения Дунга нет



9.13 Мероприятия по химической безопасности

На нефтедобывающем предприятии применяются различные химические реагенты: для приготовления бурового раствора, деэмульгаторы, ингибиторы коррозии, ингибиторы минеральных отложений и др.

Деэмульгаторы предназначены для обезвоживания и обессоливания нефтяных эмульсий в процессе сбора и подготовки нефти на промыслах и нефтеперерабатывающих предприятиях. Деэмульгаторы могут применяться в процессах предварительного сброса основной массы эмульгированной воды, в процессах глубокого обезвоживания и обессоливания нефти, а также для улучшения транспорта высокообводненных нефтяных эмульсий.

Ингибиторы коррозии предназначены для защиты труб, резервуаров и технологического оборудования от коррозии и применяются в нефтегазодобывающей промышленности и нефтегазотрубопроводной системе.

Ингибиторы минеральных отложений предназначены для защиты труб, резервуаров и технологического оборудования от отложений солей неорганического типа.

Деэмульгаторы, ингибитор коррозии, ингибитор солеотложений по степени воздействия на организм человека в соответствии с ГОСТ 12.1.007 относятся к 3 классу опасности (вещества умеренно опасные) по наиболее опасному компоненту – метанолу, используемого в качестве растворителя. Деэмульгаторы, ингибитор коррозии, ингибитор солеотложений обладают слабым раздражающим действием на кожу, слизистые оболочки глаз, не обладают аллергенным действием.

По пожароопасным свойствам деэмульгаторы, ингибиторы коррозии, ингибиторы солеотложений в соответствии с ГОСТ 12.1.044 относятся к группе легковоспламеняющихся жидкостей.

Меры по обеспечению химической безопасности

- Химические реагенты должны быть изготовлены в соответствии требованиями стандарт, технических условий, технологического регламента, утвержденных в установленном порядке.
- Химический реагент в товарной форме должен сохранять свои свойства при транспортировке и в течение периода хранения сроком не менее 1 года.
- Применяемые химические реагенты (в товарной или в предполагаемой форме использования в технологическом процессе) не должен вызывать коррозию труб и оборудования, предназначенных для их транспортировки, хранения и перекачки.
- Химреагенты должны храниться в герметично закрытой таре или емкостях изготовителя (потребителя), а также в складских помещениях или под навесом.
- Запрещается использовать открытое пламя или курить в местах хранения химреагентов.
- Тарные хранилища должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения в соответствии с установленными нормами; состояние имеющихся стационарных систем пожаротушения необходимо систематически проверять.

С целью исключения возможности поступления паров вредных веществ в воздух необходимо обеспечивать полную герметичность емкостей, оборудования и



коммуникаций, предусмотреть комплексную механизацию и автоматизацию работ при производстве и применении химреагентов.

Персонал, работающий с химреагентами должен быть обеспечен спецодеждой: костюмы из х/б ткани или халаты и средствами индивидуальной защиты: резиновые перчатки или рукавицы, фильтрующие противогаз марки, защитные очки.

В случае загорания деэмульгатора, ингибитора коррозии, ингибитора солеотложений в качестве средств пожаротушения применяют песок, пенные и углекислотные огнетушители, инертный газ, асбестовое полотно, кошму и другие средства пожаротушения, пригодные для пожаров класса В.

При разливе деэмульгатора, ингибитора коррозии, ингибитора солеотложений залитое место немедленно засыпать песком, опилками и ограничить растекание пролитого продукта путем его обваловки сорбирующими материалами.

Загрязнённую поверхность в помещениях обработать водой с использованием растворимых в воде моющих средств. Загрязненный песок, опилки, ветошь направить на термическое обезвреживание (сжигание).

Опасные зоны на предприятии в производственных помещениях, на рабочих местах (площадках) должны быть обозначены соответствующими знаками безопасности по СТ РК ГОСТ Р 12.4.026.

Основные правила безопасного ведения работ при работе с реагентами:

- К работе с химическими реагентами допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медосмотр и специальный инструктаж. Беременные женщины и кормящие матери к работе с химическими реагентами не допускаются.
- Предупреждение воздействия химических реагентов сводится к обеспечению герметичности технологической схемы, исключению порывов и разливов.
- Бочки с реагентами необходимо защищать от действия прямых солнечных лучей и отопительных приборов. Герметичность бочек следует периодически проверять путем тщательного их осмотра, в случае обнаружения пропуска, бочка должна быть немедленно опорожнена. Открывать бочки следует только искробезопасным инструментом.
- Перед производством работы с реагентами, необходимо проверить всю систему слива, перекачки и дозирования реагента и в случае обнаружения пропусков, повреждений или других недостатков, они должны быть немедленно устранены.
- Запрещается использовать трубопроводы, насосов и шлангов, предназначенные для перекачки химических реагентов, в других целях.



10. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ОТ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ И ВЫГОДЫ ОТ ОПЕРАЦИЙ, ВЫЗЫВАЮЩИХ ЭТИ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ.

10.1 Оценка возможных необратимых воздействий на окружающую среду

Воздействия, которые приводят к постоянному изменению состояния компонента окружающей среды, называют необратимыми.

Воздействия, которые приводят к изменениям, способным вернуться в исходное состояние в результате проведения мероприятий по смягчению воздействия/восстановлению компонента окружающей среды или благодаря естественному возобновлению называют обратимыми.

Характеристика воздействия по критерию «обратимость» представлена в таблице 10.1.

Таблица 10.1- Характеристика обратимости воздействия

Критерий	Характеристика воздействия	Определение
Обратимость	Необратимое	Воздействие, вызывающее постоянное изменение для затрагиваемого компонента окружающей среды
	Обратимое	Восстановление первоначального состояния компонента окружающей среды в результате принятия корректирующих/компенсационных мер и (или) естественного самовосстановления. Необходимо учитывать продолжительность воздействия и восстановления.

Соответствие величины интегральной оценки и категории значимости воздействий приведено в таблице 10.2.

Таблица 10.2- Градации значимости воздействий

Категории воздействия, балл			Интегральная оценка, балл	Категории значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		баллы	значимость
Локальный 1	Кратковременный 1	Незначительная 1	1	1-8	Воздействие низкой значимости
Ограниченный 2	Продолжительный 2	Слабая 2	8		
Местный 3	Продолжительный 3	Умеренная 3	27	9-27	Воздействие средней значимости
Региональный 4	Многолетний 4	Сильная 4	64	28-64	Воздействие высокой значимости

В таблице 10.3 представлены результаты проведенной оценки величины воздействия по градации интенсивности воздействия. При помощи полученных на предыдущем этапе результатов оценки показателей можно охарактеризовать величину самого воздействия с



разделением на следующие уровни - незначительное, слабое, умеренное, сильное и вероятность возникновения необратимых последствий.

Таблица 10.3- Результаты проведенной оценки воздействия по интенсивности воздействия

Градация	Описание интенсивности воздействия	Компонент окружающей среды
Незначительное воздействие	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости	Ландшафты
Слабое воздействие	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается. Распространение: локальное Продолжительность: продолжительное / многолетнее Обратимость: обратимое	Атмосферный воздух Подземные воды Почвы, Растительный покров Животный мир Недра
Умеренное воздействие	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению Распространение: локальное Продолжительность: продолжительное / многолетнее Обратимость: обратимое / необратимое	Физические воздействия
Сильное воздействие	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и экосистем. Компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению	Не выявлено

В Таблице 10.3 отражены все основные характеристики (определения), используемые для классификации каждого воздействия по его значимости (от незначительного до сильного уровня значимости).

Установлено, что во время намечаемой деятельности будет преобладать слабое воздействие.

Умеренные негативные воздействия будут отмечаться преимущественно для почвенно-растительного покрова.

Воздействие высокой значимости не выявлено.

Ожидаемые воздействия не приведут к необратимым изменениям экосистем.

Оценка воздействия на окружающую среду показывает, что реализация проекта не окажет критического или необратимого воздействия на окружающую среду территории, которая окажется под воздействием данного проекта.

10.2 Предварительная оценка воздействия намечаемой деятельности на социально-экономическую среду

При оценке воздействия на социально-экономическую сферу используются несколько другие критерии, чем при оценке воздействия на природную среду. Очевидно, что реализация любого проекта, не влекущего положительных воздействий в социально-экономической сфере, бессмысленна, в связи, с чем необходима детальная оценка как отрицательных, так и положительных аспектов изменений.



Разность между выгодами, получаемыми обществом при реализации проекта, и степенью негативного воздействия на природную среду при его воплощении, является мерой экологической целесообразности самого проекта.

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона 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.

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

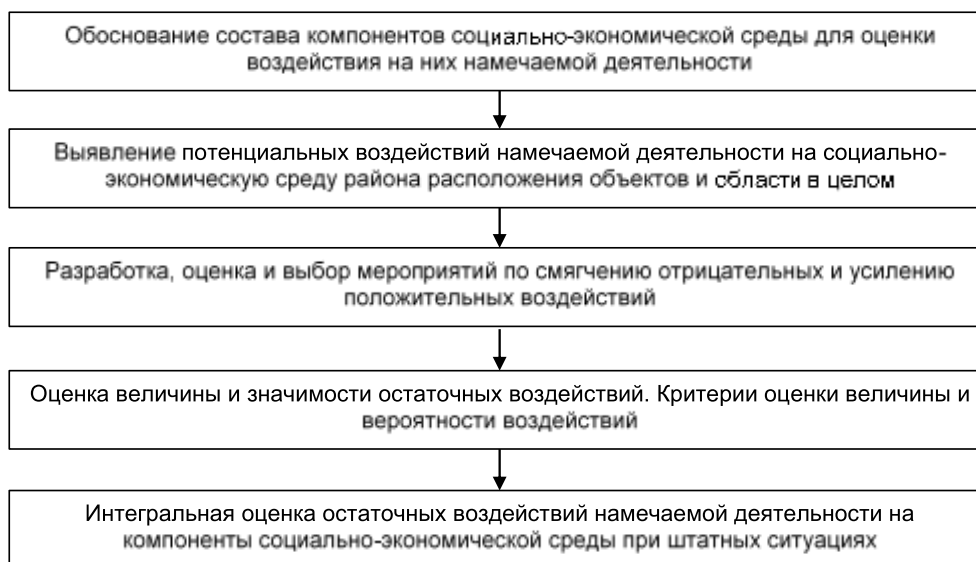
Строго говоря, критерии оценки изменений в социально-экономической сфере корректно отражают только пространственные масштабы воздействия, которые достаточно уверенно прогнозируются на основании имеющегося опыта.

Оценка изменений во временном масштабе затруднена в связи с тем, что сроки реализации социальных деклараций в значительной мере зависят от управленческих решений и других факторов, не относящихся к реализации проекта, и более-менее уверенно прогнозировать их представляется сложным.

Основными позициями, которые учитываются при рассмотрении воздействия оказываемого всем проектом на социально-экономическую среду, являются:

- способность воздействий иметь как положительный, так и отрицательный характер;
- учет реализации предусмотренных проектом мероприятий по уменьшению отрицательных и усилению положительных воздействий на социально-экономическую среду;
- применение в качестве критерия воздействия на социальную среду степени благоприятности или не благоприятности намечаемой деятельности в удовлетворении социальных потребностей;
- применение в качестве критерия воздействия на экономическую среду степени эффективности намечаемой деятельности для экономики рассматриваемой территории.

Общая схема оценки воздействия предполагаемой хозяйственной деятельности может быть выражена с помощью, приведенной ниже схемы:



Согласно требованиям «Методических указаний по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду», разработанных МООС РК (Астана, 2010 г.), в ходе оценки воздействия рассматриваются компоненты социально-экономической среды, представленные в таблице 10.4.

Таблица 10.4 - Компоненты социально-экономической среды, рассматриваемые в ходе предварительной оценки воздействия

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Трудовая занятость	Экономическое развитие территории
Здоровье населения	Транспорт
Доходы и уровень жизни населения	Скотоводство
Инфляция	Инвестиционная деятельность
Отношения с населением и внутренняя миграция	
Памятники истории и культуры	

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Мангистауской области и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий.

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. Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины. Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются масштаб распространения воздействия (пространственный масштаб), масштаб продолжительности воздействия (временной масштаб) и масштаб интенсивности воздействия.

Для каждого компонента социально-экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается 5-ти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия). Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий (Таблица 10.4).

Интегральная оценка представляет собой 2-х этапный процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, представленными в таблицах 10.5-10.6, 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 ниже.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий), на конкретный компонент социально-экономической среды так, как это показано в табл. 10.5.

Необходимо отметить, что использование балльной оценки не нацелено на представление конкретной величины, связанной с воздействием. Система балльной оценки разработана с целью обеспечения инструментария для облегчения дифференциации воздействий по их ожидаемым последствиям. Впоследствии анализ воздействий может быть переведен с использованием вышеприведенной таблицы на качественный уровень, позволяющий осуществлять сравнение широкого диапазона разнородных типов воздействия.

На втором этапе сравнивается значимость положительных и отрицательных воздействий в целом для социальной и экономической сфер. Для этого складываются комплексные баллы отрицательных и положительных воздействий каждого из компонентов и, таким образом, получается итоговый суммарный балл отрицательных и положительных воздействий.

Таблица 10.5- Градации воздействия на социально-экономическую среду

Градация воздействия	Критерий	Балл
<i>Пространственные воздействия</i>		
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
<i>Временные воздействия</i>		
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
<i>Интенсивность воздействия</i>		
Нулевое	воздействие отсутствует	0
Незначительное	положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя	1
Слабое	положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах	2
Умеренное	положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия средне-районного уровня	3
Значительное	положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия средне-областного уровня	4



Градация воздействия	Критерий	Балл
Сильное	положительные и отрицательные отклонения в социально - экономической сфере превышают существующие условия средне-республиканского уровня	5

Таблица 10.6 -Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу

Итоговый балл	Итоговое воздействие
от +1 до +5	Низкое положительное воздействие
от + 6 до +10	Среднее положительное воздействие
от +11 до +15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
от - 1 до - 5	Низкое отрицательное воздействие
от - 6 до -10	Среднее отрицательное воздействие
от - 11 до -15	Высокое отрицательное воздействие

В Таблице 10.7 приведена предварительная оценка воздействия намечаемой деятельности на социально-экономическую среду в период строительства и на этапе эксплуатации запроектированных объектов по всем вариантам.

Таблица 10.7-Предварительная оценка воздействия намечаемой деятельности на социальную среду

Компоненты воздействия	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Итоговое воздействие
СТРОИТЕЛЬСТВО				
Компоненты социальной сферы				
Трудовая занятость	Региональное положительное +4 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое положительное + 2 балл	Высокое положительное +11 баллов
Доходы и уровень жизни населения	Региональное положительное +4 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое положительное + 2 балл	Высокое Положительное +11 баллов
Здоровье населения	Региональное положительное +4 балла	Постоянное положительное +5 баллов	Слабое Положительное +2 балл	Высокое Положительное +11 баллов
Демографическая ситуация	Местное положительное +3 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое положительное + 2 балл	Среднее Положительное +10 баллов
Образование и научно-техническая сфера	Местное положительное +3 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое Положительное +2 балл	Среднее Положительное +10 баллов
Отношение населения к проектной деятельности и процессы внутренней миграции	Местное положительное +3 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое Положительное +2 балл	Среднее Положительное +10 баллов
Охраняемые природные территории	Нулевое	Нулевое	Нулевое	Воздействие отсутствует
Памятники истории и культуры	Нулевое	Нулевое	Нулевое	Воздействие отсутствует
Компоненты экономической среды				
Экономическое развитие территории	Региональное положительное +4 балла	Постоянное положительное +5 балла	Значительное положительное + 4 балл	Высокое положительное +13 баллов
Землепользование	Нулевое	Нулевое	Нулевое	Воздействие отсутствует
Итоговая оценка: (+76) + (-0) = (+76) <i>Высокое положительное</i>				
ЭКСПЛУАТАЦИЯ				
Компоненты социальной сферы				
Трудовая занятость	Точечное положительное +1 балла	Постоянное положительное +5 балла	Незначительное положительное + 1 балл	Среднее положительное +7 баллов
Доходы и уровень жизни населения	Точечное положительное +1 балла	Постоянное положительное +5 балла	Незначительное положительное + 1 балл	Среднее положительное +7 баллов
Здоровье населения	Региональное положительное +4 балла	Постоянное положительное +5 баллов	Слабое Положительное +2 балл	Высокое Положительное +11 баллов
Демографическая ситуация	Местное положительное	Постоянное положительное	Слабое положительное	Среднее Положительное



Компоненты воздействия	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Итоговое воздействие
	+3 балла	+5 балла	+ 2 балл	+10 баллов
Образование и научно-техническая сфера	Местное положительное +3 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое Положительное +2 балл	Среднее Положительное +10 баллов
Отношение населения к проектной деятельности и процессы внутренней миграции	Местное положительное +3 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое Положительное +2 балл	Среднее Положительное +10 баллов
Охраняемые природные территории	Нулевое	Нулевое	Нулевое	Воздействие отсутствует
Памятники истории и культуры	Нулевое	Нулевое	Нулевое	Воздействие отсутствует
Компоненты экономической среды				
Экономическое развитие территории	Региональное положительное +4 балла	Постоянное положительное +5 балла	Значительное положительное + 4 балл	Высокое положительное +13 баллов
Итоговая оценка: $(+68) + (-0) = (+68)$ <i>Среднее положительное</i>				

«Проект разработки месторождения Дунга» составлен с целью сохранения действующих рабочих мест (порядка 500 штатных мест) до срока завершения контракта.

Намечаемая деятельность реализуется на существующем предприятии, которое стабильно работает и имеет стабильную прибыль, цель проекта удержаться уже на достигнутом уровне добычи продукции. Поэтому в период СМР заложено строительство большого количества скважин и в следствии будет привлечено значительное количество подрядных организаций и, как видно из таблицы, увеличение трудовой занятости и увеличение доходов населения. В процессе эксплуатации месторождения возможно не значительное увеличение рабочего персонала, что не повлечет за собой значительного роста трудовой занятости и доходов населения.

В целом, при выполнении всех необходимых мероприятий и технических решений намечаемая деятельность по разработке месторождения Дунга не окажет никакого негативного воздействия на социально-экономическую сферу. Можно утверждать, что при реализации проекта факторы положительного воздействия на социально-экономическую сферу намного превысят отрицательные.

Таким образом, в результате реализации Проекта разработки месторождения Дунга ожидается положительный эффект в социально - экономическом аспекте.

Реализация проекта позволит улучшить ситуацию с занятостью персонала подрядных организаций, что является положительным фактом, одновременно будет способствовать возможностям расширения бизнеса и развития сопутствующих отраслей промышленности. Эти факторы окажут как прямое, так и косвенное воздействие на доходы и уровень жизни населения.

Современное состояние здоровья населения в регионе определяют следующие факторы: экологическая и санитарно-эпидемиологическая обстановка в районах, демографическая ситуация, состояние здравоохранения, уровень заболеваемости населения. К прямому положительному воздействию следует отнести повышение качества жизни персонала, задействованного при реализации проекта. Создание новых рабочих мест и увеличение личных доходов граждан будут сопровождаться повышением благосостояния и улучшением условий проживания населения. За счет роста доходов повысится их покупательная способность, соответственно улучшится состояние здоровья людей.

Потенциальными источниками отрицательного воздействия на здоровье населения при проведении намечаемой деятельности могут быть:



- выбросы вредных веществ в атмосферу от работающей техники и оборудования;
- проявления физических факторов (электромагнитное излучение, шум, вибрация);
- образование, транспортировка, утилизация/захоронение отходов производства и потребления.

Особо охраняемые природные территории и культурно-исторические памятники

Памятники истории и культуры непосредственно на территории месторождения Дунга не выявлены, поэтому планируемые работы не могут оказать отрицательного воздействия на заповедные территории.

Выявленных памятников истории и культуры на площади проектируемых работ нет.

В целом, планируемые работы не будут иметь никакого воздействия на состояние охраняемых историко-культурных памятников.

Интегральная оценка воздействия намечаемой деятельности на социально-экономическую сферу

В соответствии с принятой методикой оценки воздействия проектируемых работ на компоненты социально-экономической сферы, заключительным этапом оценки воздействия является интегральная оценка данного комплекса работ по всем трем градациям оценки с учетом мероприятий по смягчению отрицательных и усилению положительных воздействий.

В целом, при реализации проекта, слабое положительное воздействие будет оказано на многие компоненты социально-экономической среды. Из них: трудовая занятость, доходы населения, экономический рост и развитие, инвестиционная деятельность имеют лишь положительное воздействие. Такие компоненты как здоровье населения и отношения с местным населением испытывают умеренное воздействие как положительное, так и отрицательное. Только низкое отрицательное воздействие отмечено по землепользованию.

Таким образом, при реализации проекта факторы положительного воздействия несколько превысят отрицательные, а общее возможное воздействие намечаемой деятельности на социально-экономическую среду будет ***среднее положительным***.

10.3 Предварительная оценка воздействия на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях

Аварийные ситуации могут оказать воздействие на социальные и экономические условия. Но аварийные ситуации непредсказуемы, а проектирование и будущая эксплуатация рассчитаны на сведение к минимуму возможных аварийных ситуаций. Потенциально возможные аварии маловероятны, а запланированные предупредительные и противоаварийные мероприятия позволят ликвидировать их на начальной стадии и минимизировать ущерб окружающей среде. Негативное воздействие на здоровье населения аварийной ситуации с выбросом вредных веществ маловероятно и может иметь экономические последствия, связанные с ликвидацией последствий выброса и устранением прорыва.

Основное экономическое воздействие крупных аварийных ситуаций проявится в потребности в рабочей силе и оборудовании для ликвидации аварии и ремонту нанесенных повреждений для возврата к нормальной эксплуатации. Маловероятно, что возникнет необходимость в привлечении местной рабочей силы для ликвидации аварии в случае разлива нефти или выброса газа при порыве нефте и газопроводов, данная авария будет краткосрочной.



Возможное воздействие на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, по величине воздействия как слабо отрицательное. Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования и трубопроводных систем, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

10.4 Социально-экономические условия района работ

Рассматриваемая площадь работ находится на территории Тупкараганского района Мангистауской области Республики Казахстан.

Мангистауская область расположена в юго-западной части республики, территория ее равна 165,6 тысяч км², что составляет 6,1% от общей площади территории Казахстана.

Мангистауская область — промышленный регион, здесь добывают 25% нефти Казахстана, почти 20 млн. тонн нефти. Здесь проходит нефтепровод Актау-Жетыбай-Каламкас.

Центр области расположен в городе Актау, который является портом на Каспийском море и основан в 1963 году. Расстояние от Актау до Астаны составляет 2693 км.

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сфере экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных последствий.

В настоящее время Мангистауская область – один из динамично развивающихся регионов Казахстана.

Об итогах социально-экономического развития Мангистауской области на июль 2025 года

Численность и миграция населения

Численность населения Мангистауской области на 1 июля 2025г. составила 812,9 тыс. человек, в том числе 377,4 тыс. человек (46,4%) - городских, 435,5 тыс. человек (53,6%) - сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-июне 2025г. составил 6819 человека (в соответствующем периоде предыдущего года - 8010 человек).

За январь-июнь 2025г. число родившихся составило 8459 человек (на 13,8% меньше чем в январе-июне 2024г.), число умерших составило 1640 человек (на 9,2% меньше чем в январе-июне 2024г.).

Сальдо миграции положительное и составило - 924 человека (в январе-июне 2024г. - 1076 человек), в том числе во внешней миграции - положительное сальдо - 1632 человека (1677), во внутренней - отрицательное сальдо - -708 человек (-601).

Отраслевая статистика

Объем промышленного производства в январе-июле 2025г. составил 1900732 млн. тенге в действующих ценах, что на 0,8% больше, чем в январе-июле 2024г.

В горнодобывающей промышленности объемы производства составили 100%, в обрабатывающей промышленности -увеличились на 4,1%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом отмечено увеличение на 5,5%, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений уменьшение на 2%.



Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского хозяйства в январе-июле 2025г. составил 18506,5 млн. тенге, или 103,3% к январю-июлю 2024г.

Объем грузооборота в январе-июле 2025г. составил 21116,1 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или 128,8% к январю-июлю 2024г.

Объем пассажирооборота - 3942,3 млн. пкм, или 120,8% к январю-июлю 2024г.

Объем строительных работ (услуг) составил 176560,2 млн. тенге, или 128,1% к январю-июлю 2024 года.

В январе-июле 2025г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья уменьшилась на 36,7% и составила 281,6 тыс.кв.м, из них в многоквартирных домах уменьшилась на 41,4% (175,8 тыс. кв. м). При этом, общая площадь введенных в эксплуатацию индивидуальных жилых домов уменьшилась - на 32,7% (97,6 тыс. кв. м).

Объем инвестиций в основной капитал в январе-июле 2025г. составил 605101,7 млн.тенге, или 120,8% к январю-июлю 2024г.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 августа 2025г. составило 18763единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 11%, в том числе 18387 единиц с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 15807 единиц, среди которых 15431 единиц - малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 16530 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 12,2%.

Труд и доходы

Численность безработных в II квартале 2025г. составила 20 тыс. человек.

Уровень безработицы составил 5,1% к численности рабочей силы.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 августа 2025г. составила 20892 человек, или 5,4% к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), во II квартале 2025г. составила 629466 тенге, прирост к II кварталу 2024г. составил 8,6%.

Индекс реальной заработной платы во II квартале 2025г. составил 98,8%.

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в I квартале 2025г. составили 259812 тенге, что на 10,6% выше, чем в I квартале 2024г., темп повышения реальных денежных доходов за указанный период - 0,9%.

Экономика

Расчет краткосрочного экономического индикатора осуществляется для обеспечения оперативности и базируется на изменении индексов выпуска по базовым отраслям: сельское хозяйство, промышленность, строительство, торговля, транспорт и связь, составляющих свыше 60% от ВВП.

Объем валового регионального продукта за январь-март 2025г. составил в текущих ценах 1025644 млн. тенге. По сравнению с соответствующим периодом 2024г. реальный ВРП увеличился на 20,2%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 45,4%, услуг 43,5%.

Индекс потребительских цен в июле 2025г. по сравнению с декабрем 2024г. составил 106,6%.

Цены на продовольственные товары выросли на 7,9%, непродовольственные товары - на 5,1%, платные услуги для населения - на 6%.



Цены предприятий-производителей промышленной продукции в июле 2025г. по сравнению с декабрем 2024г. снизились на 5,1%.

Объем розничной торговли в январе-июле 2025г. составил 242755 млн. тенге, или на 5,3% больше соответствующего периода 2024г.

Объем оптовой торговли в январе-июле 2025г. составил 306090,6 млн. тенге, или 9,3% к соответствующему периоду 2024г.

По предварительным данным в январе-июне 2025г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 102 млн. долларов США и по сравнению с январем-июнем 2024г. увеличилась на 12%, в том числе экспорт - 10,6 млн. долларов США (на 8,5% больше), импорт - 91,3 млн. долларов США (на 12,4% больше).

Об итогах социально-экономического развития Мангистауской области за 2023-2024 гг.

Численность и миграция населения

Численность населения Мангистауской области на 1 мая 2024 г. составила 793 тыс. человек, в том числе 361,9 тыс. человек (45,6%) - городских, 431,1 тыс. человек (54,3%) - сельских жителей.

Естественной прирост населения в январе-апреле 2024г. составил 5397 человека (в соответствующем периоде предыдущего года - 5546 человек).

За январь-апрель 2024г. число родившихся составило 6641 человек (на 1,2% больше чем в январе-апреле 2023г.), число умерших составило 1244 человек (на 22,4% больше чем в январе-апреле 2023г.).

Сальдо миграции положительное и составило - 803 человека (в январе-апреле 2023г. - 1599 человек), в том числе во внешней миграции - положительное сальдо - 1218 человек (1776), во внутренней - отрицательное сальдо - -415 человек (-177).

Труд и доходы

Численность безработных в I квартале 2024 г. составила 18,3 тыс. человек.

Уровень безработицы составил 5% к численности рабочей силы.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 июня 2024г. составила 17395 человек, или 4,9% к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в I квартале 2024г. составила 571403 тенге, прирост к I кварталу 2023 г. составил 12,1%.

Индекс реальной заработной платы в I квартале 2024 г. составил 101,7%.

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в IV квартале 2023г. составили 283707 тенге, что на 35,7% выше, чем в IV квартале 2022 г., индекс реальных денежных доходов за указанный период - 122,9%.

Отраслевая статистика

Объем промышленного производства в январе-мае 2024г. составил 1178200 млн. тенге в действующих ценах, что на 3% больше, чем в январе-мае 2023г.

В горнодобывающей промышленности объемы производства возросли на 2,3%, в обрабатывающей промышленности - на 15,3%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом отмечен снижение на 3,3%, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений - увеличилась на 7,8%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского хозяйства в январе-мае 2024 года составил 10938,7 млн.тенге, или 99% к январю-маю 2023 г.



Объем грузооборота в январе-мае 2024г. составил 11609,1 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или 98,6% к январю-маю 2023 г.

Объем пассажирооборота - 2010,3 млн. пкм, или 135,7% к январю-маю 2023 г.

Объем строительных работ (услуг) составил 53199 млн.тенге, или 87,6% к январю-маю 2023 года.

В январе-мае 2024г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья уменьшилась на 36,2% и составила 148 тыс.кв.м, из них в многоквартирных домах - на 63,6% (47 тыс. кв.м). При этом, общая площадь введенных в эксплуатацию индивидуальных жилых домов уменьшилась - на 2,5% (101 тыс. кв.м.).

Объем инвестиций в основной капитал в январе-мае 2024г. составил 291975 млн.тенге, или 84% к январю-маю 2023г.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 июня 2024г. составило 16857 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 0,1%, в том числе 16485 единиц с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 13705 единиц, среди которых 13333 единицы - малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 14705 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 0,5%.

Экономика

Расчет краткосрочного экономического индикатора осуществляется для обеспечения оперативности и базируется на изменении индексов выпуска по базовым отраслям: сельское хозяйство, промышленность, строительство, торговля, транспорт и связь, составляющих свыше 60% от ВВП.

Объем валового регионального продукта за январь-декабрь 2023 года составил в текущих ценах 4866995,3 млн. тенге. По сравнению с январем-с декабрем 2022г. реальный ВРП увеличился на 20%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 49,8%, услуг 42,1%.

Индекс потребительских цен в мае 2024г. по сравнению с декабрем 2023г. составил 104,2%.

Цены на продовольственные товары выросли на 2,8%, непродовольственные товары - на 5,9%, платные услуги для населения - на 4,7%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в мае 2024г. по сравнению с декабрем 2023г. снизились на 3,4%.

Объем розничной торговли в январе-мае 2024г. составил 131125,8 млн. тенге, или на 5,2% больше соответствующего периода 2023г.

Объем оптовой торговли в январе-мае 2024г. составил 164014,6 млн. тенге, или 103,7% к соответствующему периоду 2023г.

По предварительным данным в январе-апреле 2024г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 52,6 млн. долларов США и по сравнению с январем-апрелем 2023г. уменьшилась на 33,2%, в том числе экспорт - 6,1 млн. долларов США (на 41,8% меньше), импорт - 46,5 млн. долларов США (на 31,9% меньше).

Реальный сектор экономики

Объем промышленного производства в январе-апреле 2023г. составил 933973,1 млн. тенге в действующих ценах, индекс промышленного производства составил 100,6%.



Индекс промышленного производства в горнодобывающей промышленности составил 99,5%.

Объем валовой продукции сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-декабрь 2023г. составил 5453,6 млн. тенге, из него сельское хозяйство 5079 млн. тенге и индекс физического объема (ИФО) увеличился на 19,4% к соответствующему периоду 2021г. и составил 119,4%.

Объем строительных работ (услуг) в январе-декабрь 2023г. составил 33035,6 млн. тенге, что меньше на 26,2%, чем в январе-декабрь 2022г.

Индекс физического объема по отрасли «Транспорт» (транспорт и складирование) в январе-апреле 2023г. составил 108,6%.

Объем грузооборота в январе-декабрь 2023г. по сравнению с январем-декабрь 2022г. увеличился на 9,7% и составил 10365,1 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота нетранспортными организациями и предпринимателями, занимающимися коммерческими перевозками).

Финансовая система

Финансовый результат крупных и средних предприятий за IV квартал 2023г. сложился за счет прибыли в сумме 178,4 млрд. тенге, что в 2,8 раза выше аналогичного показателя соответствующего периода прошлого года. Уровень рентабельности составил 27,4%. Доля убыточных предприятий, среди общего числа отчитавшихся составила 37,1%.

Кредитные вложения банков второго уровня в отрасли экономики на конец марта 2022г. составили 514,1 млрд. тенге. Удельный вес кредитов в иностранной валюте составил 8,2%. Депозиты физических лиц составили 281,8 млрд. тенге.

10.5 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона

Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона за период с 2023 по 2025 годы

За 12 месяцев 2023 года на территории Мангистауской области эпидемиологическая ситуация стабильна.

Случаев особо опасных и других карантинных инфекций, таких как чума, холера, бешенство, сибирская язва, туляремия, геморрагическая лихорадка Конго, не зарегистрировано.

Зарегистрировано 158 больных с подозрением на коклюш (91 случай – подтвердился). Возраст больных: до 1 года – 55 случаев, 1-4 года – 29 случаев, 5-9 лет - 6 случаев, 10 – 14 лет – 1 случай.

Зарегистрировано 2 случая менингококковой инфекции.

С начала 2024 года в Мангистауской области зарегистрировано 47 случаев туберкулеза (из них до 14 лет - 2, в возрасте 15-17 лет - 5, остальные 40 случаев составляют взрослые). Отмечается рост заболеваемости туберкулезом на 1 случай по сравнению с аналогичным периодом прошлого 2023 года (зарегистрировано 46 случаев, из них среди детей до 14 лет – 3, среди подростков 15-17 лет – 1 случай, остальные 42 - взрослые).

С 1 января по 1 сентября 2024 года в регионе зафиксировано 80 случаев заболевания коронавирусной инфекцией.

В Мангистауской области за период с 01.01.2024 - по 20.09.2024 г с лабораторным подтверждением зарегистрировано 1837 случаев кори. Из них зарегистрировано: - 344 случаев в возрасте до 1 года; - 986 случаев в возрасте от 1 до 14 лет; - 76 случаев в возрасте от 15 до 18 лет; - 431 случаев в возрасте от 19 лет и старше.



В 2024 году эпидемиологическая ситуация по заболеваемости корью среди вакциноуправляемых инфекционных заболеваний в Мангистауской области оставалась нестабильной. В последний раз вспышка заболевания в области была зафиксирована в предыдущие годы, то есть в 2015 году - 292 случая, в 2019 году – 1422 случая и в 2020 году – 361 случай.

По итогам 1 полугодия 2025 года случаев заболевания брюшным тифом, паратифом, дифтерией, столбняком, полиомиелитом, коклюшем, краснухой, ботулизмом не зарегистрировано. За этот период отмечено снижение заболеваемости по следующим инфекциям: сальмонеллез - на 31 случай, неуточненные кишечные заболевания – на 1 случай, коклюш - на 7 случаев, менингококковая инфекция - в 1,4 раза, корь – в 30 раз, дизентерия – на 14 случаев, острые вирусные гепатиты – в 2,3 раза, вирусный гепатит «А» - снижение в 2,3 раза, вирусный гепатит С – на 3 случая, ботулизм – на 3 случая, дерматомикозы - на 49,3%, чесотка – на 1 случай. Вместе с тем, вырос уровень заболеваемости по некоторым инфекционным заболеваниям: выявленные заболевания кишечника - в 5,2 раза, группы острых кишечных заболеваний – в 2,2 раза, скарлатины – в 1,5 раза, эпидемического паротита – в 12 случаев, ветряной оспы – в 1,2 раза, ротавируса – в 11 случаев, ПТИ – в 3,2 раза, ОРВИ – в 13,6 раза, гриппа – в 9,6 раз, педикулез увеличился на - 10 случаев. Зарегистрировано 133 случая группы инфекционных острых кишечных заболеваний, показатель на 100 тыс. населения - 16,32, что по сравнению с прошлым 2024 годом в 2,2 раза выше. Среди детей до 14 лет зарегистрировано 18 случаев, показатель – 6,13. по сравнению с 2024 годом увеличился на 2 случая.

В целях обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения области в очагах зарегистрированных инфекционных заболеваний лица, находящиеся в контакте, взяты под медицинский контроль и полностью проводятся противоэпидемические мероприятия.

Профилактика инфекционных заболеваний основана на своевременной вакцинации и, безусловно, строгом соблюдении правил личной гигиены.

11. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ОПРЕДЕЛЕННЫЕ НА НАЧАЛЬНОЙ СТАДИИ ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

В случае отказа от намечаемой деятельности разработка месторождения Дунга будет осуществляться по варианту № 1 (базовый).

Описание базового варианта дано в пунктах 1.4 и 2.1 данного Отчета о ВВ.

В целом воздействие на окружающую среду при реализации любого из вариантов разработки ожидается в рамках средней значимости.

Необходимо отметить, что варианты разработки месторождения 1, 2 и 4 являются не рациональными как по социальным, так и по экономическим факторам.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от социально важных для региона и в целом для Казахстана видов деятельности.



12. ОПИСАНИЕ МЕР, НАПРАВЛЕННЫХ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОБЛЮДЕНИЯ ИНЫХ ТРЕБОВАНИЙ, УКАЗАННЫХ В ЗАКЛЮЧЕНИИ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ СФЕРЫ ОХВАТА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Все меры, направленные на обеспечение соблюдения требований, указанных в Заключении об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду выполнены в полном объеме в данном Отчете от ВВ и получит все согласования во всех необходимых государственных органах.

Отчет о возможных воздействиях к Проекту разработки месторождения Дунга получил следующие согласования (Приложение 9):

- Мотивированный отказ от РГУ «Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Мангистауской области»;
- Письмо от РГУ «Мангистауская областная территориальная инспекция лесного хозяйства и животного мира».

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

1. Экологический Кодекс РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.
2. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании».
3. Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-II ЗРК.
4. Кодекс Республики Казахстан от 07 июля 2020 № 360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения».
5. Водный кодекс Республики Казахстан
6. Лесной Кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 года, № 477-II ЗРК.
7. Закон Республики Казахстан от 2 января 2023 года № 183-VII ЗРК «О растительном мире».
8. Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года № 175- III ЗРК.
9. Закон Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия».
10. Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года № 219-I «О радиационной безопасности населения».
11. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки».
12. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года № 63.
13. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года №314 «Об утверждении Классификатора отходов».
14. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206 «Об утверждении методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов».
15. Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления



периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250.

16. Инструкция по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 июля 2021 года № 246.

17. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 318 «Об утверждении Правил разработки программы управления отходами».

18. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года №286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний».

19. Правила проведения государственной экологической экспертизы. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 317.

20. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 1 июля 2021 года № 229 «Об утверждении Правил проведения послепроектного анализа и формы заключения по результатам послепроектного анализа».

21. Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления. Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008г. № 100-п.

22. Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий. Приложение № 12 к Приказу МОСиВР РК № 221- Ø от 12.06.2014 г.

23. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение № 8 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ø.

24. Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004, Астана, 2004 г.

25. Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996 г.

26. Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах. РНД 211.2.02.03-2004, Астана, 2004 г.

27. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. РНД 211.2.02.09-2004 г, Астана, 2004 г.

28. Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 29 июля 2011 года № 196-п.

29. Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии. Приложение №2 к приказу Министра ООС Республики Казахстан от 18.04.2008г. № 100-п.

30. Методика по нормированию выбросов вредных веществ с уходящими газами котлоагрегатов малой и средней мощности. Приложение 43 к приказу Министра охраны окружающей среды № 298 от 29 ноября 2010 г.



31. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».

32. Об утверждении гигиенических нормативов к обеспечению радиационной безопасности. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71.

33. Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления».

34. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемостникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

35. Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70.

36. Об утверждении Гигиенических нормативов показателей безопасности хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 24 ноября 2022 года № ҚР ДСМ-138.

37. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15 «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека».

38. Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека».



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

Основные трудности, которые возникли при разработке «Отчета о возможных воздействиях», связаны с недоработками методических указаний по разработке Отчета:

1. Инструкция по организации и проведению экологической оценки содержит много повторений, приложение 2 к инструкции это сбор повторной информации в каждом пункте, необходима доработка и корректировка данной инструкции.

2. Инструкция по организации и проведению экологической оценки содержит много новых терминов и понятий, которые требуют разъяснений и точных формулировок.

Требования к разработке Отчета ОВОС прописаны в статье 72 Экологического кодекса РК и Инструкции по проведению экологической оценки, 2021г. Однако в Инструкции по проведению экологической оценки нет конкретных требований к содержанию Отчета, нет четкого содержания требуемых пунктов и разделов, глубины проводимых исследований. Поэтому при разработке Отчета о возможных воздействиях разработчик ориентировался на международный опыт, требования предыдущего законодательства и опыт разработки аналогичных отчетов.

15. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ПОСЛЕДСТВИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ НОРМАЛЬНОМ (БЕЗ АВАРИЙ) РЕЖИМЕ

Экологические системы основаны на сложных взаимодействиях связанных индивидуальных компонентов и подсистем. Поэтому воздействие на один компонент может иметь эффект и на другие, которые могут быть в пространственном и временном отношении удалены от компонентов, которые подвергаются непосредственному воздействию.

Оценка воздействия проведена согласно "Методическим указаниям по проведения оценки воздействия на окружающую среду", Приказ Министра ООС от 29 октября 2010 года № 270-п.

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

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Сопоставление значений значимости воздействия по каждому параметру оценивается по бальной системе по разработанным критериям.

Пространственные масштабы воздействия на окружающую среду определяются с использованием 4 категорий по следующим градациям и баллам:

• *локальное воздействие* - воздействия, оказывающие влияние на компоненты природной среды, ограниченные рамками территории (акватории) непосредственного размещения объекта или незначительно превышающими его по площади. Воздействия, оказывающие влияние на площади до 1 км². Воздействия, оказывающие влияние на



элементарные природно-территориальные комплексы на суше на уровне фаций или урочищ;

- *ограниченное воздействие* - воздействия, оказывающие влияние на компоненты природной среды на территории (акватории) площадью до 10 км². Воздействия, оказывающие влияние на природно-территориальные комплексы на суше на уровне групп урочищ или местности;

- *местное воздействие* - воздействия, оказывающие влияние на компоненты природной среды на территории (акватории) до 100 км², оказывающие влияние на природно-территориальные комплексы на суше на уровне ландшафта;

- *региональное воздействие* - воздействия, оказывающие влияние на компоненты природной среды в региональном масштабе на территории (акватории) более 100 км², оказывающие влияние на природно-территориальные комплексы на суше на уровне ландшафтных округов или провинции.

Таблица 15.1-Шкала оценки пространственного масштаба (площади) воздействия

Градация	Пространственные границы воздействия* (км ² или км)		Балл
Локальное воздействие	площадь воздействия до 1 км ²	воздействие на удалении до 100 м от линейного объекта	1
Ограниченное воздействие	площадь воздействия до 10 км ²	воздействие на удалении до 1 км от линейного объекта	2
Местное воздействие	площадь воздействия от 10 до 100 км ²	воздействие на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта	3
Региональное воздействие	площадь воздействия более 100 км ²	воздействие на удалении более 10 км от линейного объекта	4

*Примечание: Для линейных объектов преимущественно используются площадные границы, при невозможности оценить площадь воздействия используются линейная удаленность

Временные масштабы воздействия определяются по следующим градациям и баллам:

- *кратковременное воздействие* - воздействие, наблюдаемое ограниченный период времени (например, в ходе строительства, бурения или вывода из эксплуатации), но, как правило, прекращающееся после завершения рабочей операции, продолжительность не превышает 6-х месяцев;

- *воздействие средней продолжительности* - воздействие, которое проявляется на протяжении 6 месяцев до 1 года;

- *продолжительное воздействие* - воздействие, наблюдаемое продолжительный период времени (более 1 года, но менее 3 лет) и обычно охватывает период строительства запроектированного объекта;

- *многолетнее (постоянное) воздействие* - воздействия, наблюдаемые от 3 лет и более (например, шум от эксплуатации), и которые могут быть периодическими или часто повторяющимися. Например, воздействие от регулярных залповых выбросов ЗВ в атмосферу. В основном относится к периоду, когда начинается эксплуатация объекта.

Таблица 15.2-Шкала оценки временного масштаба (продолжительности) воздействия

Градация	Временной масштаб воздействия*	Балл
Кратковременное воздействие	Воздействие наблюдается до 6 месяцев	1
Воздействие средней продолжительности	Воздействие отмечается в период от 6 месяцев до 1 года	2
Продолжительное воздействие	Воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет	3
Многолетнее (постоянное) воздействие	Воздействия отмечаются в период от 3 лет и более	4

Величина (интенсивность) воздействия оценивается в баллах по таким градациям:



Таблица 15.3-Шкала величины интенсивности воздействия

Градация	Описание интенсивности воздействия	Балл
Незначительное воздействие	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости	1
Слабое воздействие	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости, Природная среда полностью самовосстанавливается.	2
Умеренное воздействие	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению	3
Сильное воздействие	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху)	4

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия.

Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по четырем градациям и представлена в таблице 15.4.

Таблица 15.4- Значимость воздействия

Категории воздействия, балл			Категории значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	баллы	Значимость
Локальное 1	Кратковременное 1	Незначительное 1	1- 8	Воздействие низкой значимости
Ограниченное 2	Средней продолжительности 2	Слабое 2		Воздействие средней значимости
Местное 3	Продолжительное 3	Умеренное 3	9- 27	Воздействие высокой значимости
Региональное 4	Многолетнее 4	Сильное 4	28 - 64	Воздействие высокой значимости

Для представления результатов оценки воздействия приняты три категории значимости воздействия:

- *воздействие низкой значимости* имеет место, когда последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность;

- *воздействие средней значимости* может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости;

- *воздействие высокой значимости* имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или, когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов.



Для определения интегральной оценки воздействия результаты оценок воздействия на компоненты окружающей среды сведены в табличный материал.

Интегральная оценка воздействия по компонентам окружающей среды, в зависимости от показателей воздействия в двух рассматриваемых вариантах одинакова и представлена в таблице 15.5.

Таблица 15.5- Интегральная оценка воздействия по компонентам окружающей среды, в зависимости от показателей воздействия

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Интегральная оценка (в баллах) и категория значимости воздействия
	пространственный масштаб	временный масштаб	интенсивность	
Атмосферный воздух	местный (3)	многолетний (4)	слабая (2)	24 балла
Поверхностные воды	отсутствует			
Подземные воды	ограниченный (2)	многолетний (4)	слабая (2)	16 баллов
Недра	ограниченный (2)	многолетний (4)	слабая (2)	16 баллов
Почва	ограниченный (2)	многолетний (4)	умеренная (3)	24 балла
Отходы	локальный (1)	многолетний (4)	слабая (2)	8 баллов
Растительность	ограниченный (2)	многолетний (4)	умеренная (3)	24 балла
Животный мир	ограниченный (2)	многолетний (4)	слабая (2)	16 баллов
Ландшафты	ограниченный (2)	многолетний (4)	незначительная (1)	8 баллов
Физическое воздействие	локальный (1)	многолетний (4)	слабая (2)	8 баллов
Радиационное воздействие	отсутствует			
Интегральная оценка		8-24 балла – воздействие от низкого до средней значимости		

«Проект разработки месторождения Дунга» предусматривает рассмотрение 4-х вариантов разработки добычи углеводородов с целью анализа эффективности и выбора рационального варианта в условиях снижения производственных показателей, для повышения рентабельности эксплуатации месторождения. Повышение производственных показателей месторождения напрямую зависит от количества и дебита эксплуатационного фонда скважин (строительство и обустройство новых объектов обустройства) и рационального метода эксплуатации месторождения, который выбирается с помощью анализа представленных вариантов разработки. Подвергая анализу все предложенные варианты разработки месторождения Дунга нельзя опираться только на экономические, экологические либо социальные аспекты при реализации разработки месторождения. При анализе разработки месторождения необходимо рассматривать все критерии эффективности разработки месторождения. При этом наиболее рациональным считается именно тот вариант, что обеспечивает максимум экономической эффективности. Также необходимо отметить, что при разработке месторождения очень трудно разделять оценку воздействия при строительстве запроектированных объектов от их дальнейшей эксплуатации, т.к. в рамках данного проекта разработка месторождения будет реализовываться уже на существующем месторождении со сложившейся инфраструктурой, так же учитывая, что период разработки по данным проекта планируется до 2090 года и каждый год осуществляется поэтапное строительство запроектированных объектов, разделять оценку воздействия на периоды (строительство/эксплуатация) реализации разработки месторождения нет смысла.

Анализируя вышеперечисленные категории воздействия проектируемых работ на окружающую среду, можно сделать общий вывод, что *значимость ожидаемого*



экологического воздействия при реализации как вариантов №1, 2 и 4, так и рекомендуемого варианта №3 разработки месторождения Дунга допустимо принять как **воздействие средней значимости**.

Дополнительная антропогенная нагрузка не приведет к существенному ухудшению существующего состояния природной среды в районе месторождения, при условии соблюдения проектных решений и природоохранного законодательства Республики Казахстан.

Трансграничные воздействия на окружающую среду при разработке месторождения Дунга не ожидаются.

Намечаемая деятельность, при условии соблюдения технических решений (штатная ситуация), не окажет значимого негативного воздействия на окружающую среду.

При одинаковой значимости экологического воздействия всех рассмотренных вариантов выбор рекомендуемого варианта осуществлялся исходя из экономической целесообразности и наибольшей экономической выгоды. По варианту № 3 выше суммарная выручка от реализации, операционный доход, чистая прибыль, поток денежной наличности, величина чистой приведенной стоимости и выплат в бюджет Республики Казахстан, а также по нему ожидается самый высокий КИН.

Проектом рекомендуется к реализации Вариант №3, так как является наиболее рациональным в совокупности экономических показателей и является приемлемым с экологической точки зрения.

Соблюдение регламента работ, техники безопасности, проведение технической рекультивации и проведение природоохранных мероприятий, сведут к минимуму воздействие работ на окружающую среду.

Для оценки состояния окружающей среды и прогнозов развития компания проводит постоянные наблюдения и инструментальные замеры. В соответствии со статьей 182 п. 1 Экологического кодекса РК от 2 января 2021 г. № 400-VI ЗРК «Операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль».

16. ИНФОРМАЦИЯ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ ОБЪЕКТОВ ПОСЛЕ ОКОНЧАНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

После ввода в эксплуатацию новых проектных скважин и нового технологического оборудования групповых, замерных и других установок, они будут эксплуатироваться согласно выбранному варианту разработки до конца срока эксплуатации. После истечения срока эксплуатации будет постутилизация объекта.

Осуществление таких работ в будущем потребует разработки специальной проектной документации с предварительным выполнением комплекса инженерных изысканий и прохождением государственной экспертизы.

В соответствии с законодательством РК на этапе ликвидации объекта будет разработан Проект ликвидации, в том числе будет разработан и согласован с контролирующими органами Проект рекультивации нарушенных земель.

Ликвидация последствий недропользования подразумевает восстановление структуры территории и окружающей среды до первоначального состояния, которое было определено на момент начала работ по недропользованию.

При возврате территории (участка недр) государству соответственно прекращается право на недропользование, согласно главе 8, статьи 54, пункта 1 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» №125-VI ЗРК от 27.12.2017 г.: «Недропользователь обязан



ликвидировать последствий операций по недропользованию на предоставленном ему участке недр...».

Согласно Кодексу РК «О недрах и недропользовании», при прекращении операций по недропользованию все производственные объекты недропользователя и земельные участки должны быть приведены в состояние, обеспечивающее безопасность жизни, здоровья населения и охрану окружающей среды.

Любое предприятие, планирующее вывод из эксплуатации и демонтаж опасного производственного объекта, должно обеспечивать безопасность жизни и здоровья населения, охрану окружающей среды, а также безопасность зданий и сооружений в зоне влияния. Существенным условием здесь является защита местных сообществ, окружающей среды и имущества в зоне влияния опасных производственных объектов, подлежащих ликвидации. Разработка документов и управленческих действий, регламентирующих безопасные работы с целью остановки или вывода из эксплуатации опасных химических объектов, должна соответствовать правилам и требованиям нормативных документов, в которых изложены перечень и последовательность действий и выполняемых работ, и требования к содержанию проекта снятия с эксплуатации.

По данным заказчика определяются направления использования демонтированного оборудования, в том числе повторное использование или сдача на металлолом, вывоз на утилизацию.

Разработка проектной документации для этого этапа Проекта должна осуществляться с учетом:

- развития соответствующего нормативно-правового обеспечения и эволюции правового поля к моменту ликвидации предприятия;
- изменения состояния окружающей среды в зоне влияния проекта на момент завершения деятельности;
- разработки новых технологий и методов консервации и ликвидации, которые появятся к моменту завершения эксплуатации проектируемых объектов, в том числе с учетом полученного опыта на предприятиях-аналогах.

При проведении ликвидационных работ предусматривается полная разборка с демонтажем технологического оборудования и трубопроводов.

Подлежат демонтажу всё оборудование объектов основного и вспомогательного производства. К первоочередным объектам ликвидации будут относиться добывающие и нагнетательные скважины. К наземным сооружениям, подлежащим ликвидации будут относиться все коммуникационные сооружения - трубопроводы, соединяющие добывающие и нагнетательные скважины с объектами сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды, все агрегаты и конструкции замерных установок, групповых замерных установок, насосных станций, резервуары высотные стальные (РВС) для сбора товарной нефти, резервуары пластовой воды, сепараторы, факельные установки, соединяющие трубопроводы и т.д. Таким образом, в разряд работ по ликвидации последствий недропользования подпадают все действия по:

- ликвидации скважин (нефтяных, нагнетательных и водозаборных);
- консервации/демонтажа трубопроводов;
- консервации/демонтажа всех наземных технологических объектов и аппаратов (сепараторы, компрессоры, емкости, насосные блоки, отстойники, печи и т.д.) и подземного оборудования (дренажные емкости, колодцы, очистные сооружения);



-
- очистка территории от мусора и металлолома;
 - рекультивация нарушенного почвенного покрова земли контрактной территории.

Порядок организации работ при ликвидации скважин: работы по ликвидации скважин проводятся согласно акта обследования скважин, плана проведения изоляционно – ликвидационных работ; подготавливается подъезд к скважине и площадка для демонтажа наземного и подъемного оборудования; после остановки скважин демонтируется наземное оборудование (станок качалка, фундаментные блоки, выкидная линия, ЛЭП, КТП).

Все работы необходимо выполнять согласно утвержденного Плана проведения изоляционно-ликвидационных работ. Для ликвидации ранее пробуренных скважин рекомендуется применять передвижные подъемные агрегаты типа УБП-100, ПАП-100, УПА-60/80 и другие альтернативные подъемные установки, предназначенные для капитального ремонта

Работы по ликвидации проводятся согласно индивидуальному плану работы по ликвидации или консервации для каждого участка и оборудования объектов предприятия. Работы по ликвидации или консервации объектов будут производить специализированные бригады с применением специальной техники и средств (компрессоры, аппараты для газовой резки, агрегаты сварочные, станки трубоотрезные, автокраны, молотки отбойные, бульдозеры, экскаваторы, тракторы, автоподъемники и т.д.). Ликвидация зданий и сооружений осуществляется путем демонтажа (сноса) объекта.

Для устранения последствий операций по добыче полезных ископаемых на контрактной территории недропользователем формируется ликвидационный фонд. По завершении эксплуатации месторождения средства ликвидационного фонда используются на ликвидацию последствий разработки месторождения, в частности на ликвидацию основных производственных фондов (ОПФ) нефтегазового производства, а также для обеспечения безопасности нарушенных земель и охраны природной среды после завершения разработки месторождения Дунга.

Недропользователь производит ежегодные отчисления в Фонд ликвидации, создаваемый Подрядчиком Недропользователем, в размерах и в сроках, предусмотренных программой ликвидации в порядке и на условиях, установленных законодательством Республики Казахстан, с последующим использованием Подрядчиком для выполнения работ по ликвидации последствий разработки месторождения.

Таким образом, ликвидация последствий недропользования необходима для обеспечения безопасности нарушенных земель и охраны природной среды после завершения разработки месторождения Дунга.

В 2025 году был разработан «Проект ликвидации последствий недропользования на месторождении Дунга по состоянию на 01.01.2025 г.» и получено Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности № KZ48VWF00341122 от 30.04.2025 г. от РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан».

За весь период проведения работ по ликвидации (демонтаж, рекультивация) последствий недропользования по месторождению Дунга эмиссии в окружающую среду составят:



-
- Предполагаемые расчетные объемы выбросов ЗВ в атмосферу при ликвидации составят 77,4581 тонн/год, предполагаемые расчетные объемы выбросов ЗВ в атмосферу при рекультивации нарушенных земель составят: пыль неорганическая (3 класса опасности) – 30,7584 тонн/год;
 - Основными видами отходов в период ликвидации на месторождении Дунга будут являться:

Опасные отходы:

- синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла) – образуются при использовании транспорта и оборудования, смонтированного на автомобилях, работающих на дизтопливе – 0,837 т/год;
- абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь) образуются при обслуживании технологического оборудования – 1,905 т/год;

Неопасные отходы:

- смешанные отходы строительства и сноса (строительные отходы) – 7919,9 тонн,
- черные металлы (металлолом) – 8074,3 т/год;
- отходы сварки (огарки сварочных электродов) – 0,0006525 тонн;
- смешанные коммунальные отходы (ТБО) образуются в процессе жизнедеятельности персонала на месторождении – 38,5 тонн.



17. КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

ВВЕДЕНИЕ

Краткое нетехническое резюме составлено с обобщением информации «Отчета о возможных воздействиях» в целях информирования заинтересованной общественности.

Отчет о возможных воздействиях к «Проекту разработки месторождения Дунга» разработан в процессе проведения экологической оценки воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности в соответствии с требованиями Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.

Исходными данными для разработки «Отчета о возможных воздействиях» являются:

- Техническое задание, утвержденное заказчиком.

Промышленная разработка месторождения Дунга в настоящее время реализуется в соответствии с основными положениями действующего проектного документа «Проект разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2018 г.» с Предварительной оценкой воздействия на окружающую среду (Протокол ЦКРР РК №12/10 от 01.08.2019 г., заключение ГЭЭ № KZ17VCY00209492 от 24.01.2019 г.).

Выполнение нового проекта разработки месторождения Дунга было вызвано необходимостью усовершенствования и обоснования рациональной системы разработки продуктивных горизонтов, при оптимальном режиме разработки залежи до предела экономической рентабельности, а также увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН).

Основанием для выполнения нового «Проекта разработки месторождения Дунга» является Пересчет запасов по состоянию изученности на 01.01.2025 г., который утвержден ГКЗ Республики Казахстан. В настоящее время месторождение Дунга в стадии промышленной эксплуатации.

Цель составления проекта - выбор и обоснование рациональной системы разработки и добычи углеводородов на месторождении Дунга. В связи с этим были рассмотрены 4 варианта разработки месторождения и проанализировав технико-экономическую, социальную и экологическую сферы был выбран наиболее рентабельный вариант разработки месторождения.

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

«Проект разработки месторождения Дунга» является концептуальным проектом, в котором оцениваются возможности реализации вариантов разработки месторождения. Данный проект является начальной стадией проектирования, на которой принимаются решения, определяющие последующие направления в проектировании. В дальнейшем на последующей стадии проектирования будут разработаны отдельные рабочие проекты на строительство и ввод в эксплуатацию проектируемых объектов и сооружений, на строительство скважин - индивидуальные/групповые технические проекты с соответствующими материалами экологической оценки к ним. И, соответственно, экологическое разрешение на воздействие будет получено на следующих стадиях рабочего проектирования.

Заказчик проекта – Филиал «Dunga Operating GmbH» в городе Актау.



Разработчик проекта – филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз».

1. Описание предполагаемого места осуществления деятельности

Нефтегазовое месторождение Дунга расположено в Тупкараганском районе Мангистауской области.

Административный центр – г. Актау находится в 50 км от месторождения и связан железной дорогой с промышленными центрами страны.

Ближайшими населенными пунктами являются поселки Саина Шапагатова и Акшукур, расположенные на расстоянии 14,0 и 32,0 км соответственно в южном направлении от месторождения. Расстояние до акватории Каспийского моря – 7,3 км.

Через месторождение проходит асфальтированная автодорога, по которой осуществляется сообщение с городами: Актау, Форт-Шевченко, Жанаозен и посёлками Саина Шапагатова, Акшукур и Таучик. Широко развита сеть грунтовых дорог, пригодных для передвижения автомобильного транспорта. Газопровод «Актау - Форт-Шевченко» проходит вдоль асфальтированной автодороги на расстоянии 2,0 км. Нефтепровод «Каламкас – Актау», соединяющий группу нефтяных месторождений полуострова Бузачи с магистральным нефтепроводом «Жанаозен-Атырау-Самара», находится на расстоянии 8,0 км от восточного контура месторождения. Ближайшие нефтяные месторождения Каражанбас и Каламкас расположены на расстоянии 120,0 км. Линия электропередач 220-110 кВт проходит через район рассматриваемого месторождения.

Район месторождения представляет собой слегка наклонённое к юго-западу плато. Абсолютные отметки рельефа изменяются от плюс 31 м до плюс 101 м.

Климат района резко континентальный. Лето сухое и жаркое, температура воздуха достигает плюс 35-40 °С; зима малоснежная, температура понижается до минус 30 °С, характерны пыльные бури. Количество осадков мало и составляет 70-85 мм в год. Источники пресной воды отсутствуют.

Координаты угловых точек контрактной территории месторождения Дунга представлены в таблице 17.1.

Таблица 17.1- Координаты угловых точек горного отвода месторождения Дунга

Угловая точка	Северная широта	Восточная долгота
1	44°06'00''	50° 52'00''
2	44° 08'00''	50° 52'00''
3	44° 08'00''	51° 10'00''
4	44° 00'00''	51° 10'00''
5	44° 00'00''	51° 02'00''

Площадь горного отвода месторождения Дунга – 28125,9 га. Площадь земельного отвода месторождения Дунга – 8485,2013 га.

В пределах горного отвода месторождения и его окрестностях отсутствуют здания и сооружения, сельскохозяйственные и лесные угодья.

Жилые зоны, особо охраняемые природные территории, памятники архитектуры и культурного наследия, курортные зоны и зоны отдыха в границах месторождения и его санитарно- защитной зоны отсутствуют. Территория месторождения Дунга не попадает в земли государственного лесного фонда.

Территория месторождения Дунга не входит в водоохранную зону Каспийского моря, определенную в размере 2 км.





Рисунок 17.1– Ситуационная карта-схема расположения месторождения Дунга

2. Описание затрагиваемой территории

Нефтегазовое месторождение Дунга в административном отношении расположено на территории Тупкараганского района Мангистауской области Республики Казахстан.

Ближайшим населенным пунктом является поселок Саина Шапагатова, расположенный на расстоянии 14,0 км в южном направлении от месторождения. Расстояние до акватории Каспийского моря – 7,3 км.

Намечаемая деятельность и проектируемые объекты находятся на лицензионной территории, переданной в пользование Филиал «Dunga Operating GmbH» в городе Актау, поэтому дополнительного отвода земель не требуется.

Участки извлечения природных ресурсов (карьеры, промыслы) на затрагиваемой территории отсутствуют.

3. Наименование инициатора намечаемой деятельности, его контактные данные

Инициатор намечаемой деятельности: Филиал «Dunga Operating GmbH» в городе Актау.

Офис: Республика Казахстан, 130000, г. Актау, микрорайон 12, здание 79/1,

БИН 000941000344

Телефон: +7 (7292) 571646

4. Краткое описание намечаемой деятельности

Проект разработки месторождения Дунга

Цель составления проекта - выбор и обоснование рациональной системы разработки и добычи углеводородов на месторождении Дунга.



С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в настоящей работе рассмотрены **4 варианта разработки** месторождения Дунга.

Вариант 1 - базовый, предусматривающий реализацию решения, утверждённого в Проекте разработки 2019 года. В варианте предусмотрено бурение с 2026 по 2037 годы в общем **47 добывающих скважин**.

Вариант 2. Рекомендовано в период с 2026 по 2037 годы **бурение 37 вертикальных скважин**, также предусмотрен ввод скважин из освоения и обустройства, ввод скважин из бездействия, проведение ГРП в новом и переходящем фонде скважин.

Вариант 3 (рекомендуемый). Рекомендовано в период с 2026 по 2037 годы **бурение 68 вертикальных добывающих скважин**, также предусмотрен ввод скважин из освоения и обустройства, ввод скважин из бездействия, проведение ГРП в новом и переходящем фонде скважин.

Вариант 4. Рекомендовано **бурение** в период с 2026 по 2037 годы **всего 65 скважин**, из них: **52 вертикальных добывающих скважин и 13 горизонтальных скважин**, также предусмотрен ввод скважин из освоения и обустройства, ввод скважин из бездействия, проведение ГРП в новом и переходящем фонде скважин.

По системе сбора и транспортировки нефти рассмотрено 4 варианта по обустройству объектов нефтесбора:

Вариант 1. Подключение проектных добывающих нефтяных скважин из бурения – 42 ед., монтаж на устье нефтяных и газовых скважин контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), подключение проектных добывающих газовых скважин из бурения – 5 ед.

Для реализации проектных решений по варианту №1 потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- газосборный пункт природного газа (манифольд для газовых скважин, газосепаратор для очистки природного газа от жидкости и механических примесей) – 1 ед.,
- прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора,
- прокладка нефтесборных коллекторов (СПТ, диаметром 6" (150 мм)),
- прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода,
- прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта.

Вариант 2. Подключение проектных добывающих нефтяных скважин из бурения – 32 ед., подключение проектных добывающих газовых скважин из бурения – 5 ед., монтаж на устье нефтяных и газовых скважин контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.).

Для реализации проектных решений по варианту №2 потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- газосборный пункт природного газа (манифольд для газовых скважин, газосепаратор для очистки природного газа от жидкости и мех.примесей) – 1 ед.,
- прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора,
- прокладка нефтесборных коллекторов (СПТ, диаметром 6" (150 мм)),
- прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода,
- прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта.



Вариант 3. Подключение проектных добывающих нефтяных скважин из бурения – 63 ед., подключение проектных добывающих газовых скважин из бурения – 5 ед., монтаж на устье нефтяных и газовых скважин контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.).

Для реализации проектных решений по варианту №3 потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- газосборный пункт природного газа (манифольд для газовых скважин, газосепаратор для очистки природного газа от жидкости и мех.примесей) – 1 ед.,
- прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора,
- прокладка нефтесборных коллекторов (СПТ, диаметром 6" (150 мм)),
- прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода,
- прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта.

Вариант 4. Подключение проектных вертикальных добывающих нефтяных скважин из бурения – 47 ед., подключение проектных добывающих нефтяных горизонтальных скважин из бурения – 13 ед., подключение проектных добывающих газовых скважин из бурения – 5 ед., монтаж на устье нефтяных и газовых скважин контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.).

Для реализации проектных решений по варианту №4 потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- газосборный пункт природного газа (манифольд для газовых скважин, газосепаратор для очистки природного газа от жидкости и мех.примесей) – 1 ед.,
- прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора,
- прокладка нефтесборных коллекторов (СПТ, диаметром 6" (150 мм)),
- прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода,
- прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта.

Рассмотрено 4 варианта по обустройству объектов ППД. Объемы работ по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов:

Вариант 1. Перевод скважин под нагнетание воды – 27 ед., установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды, монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) скважин, переведенных под нагнетание.

Вариант 2. Перевод скважин под нагнетание воды – 27 ед., установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды, монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) скважин, переведенных под нагнетание.

Вариант 3. Перевод скважин под нагнетание воды – 40 ед., установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды, монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) скважин, переведенных под нагнетание.

Вариант 4. Перевод скважин под нагнетание воды – 40 ед., перевод скважин под нагнетание нестабильного газового конденсата (НГК) – 2 ед., установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды и закачиваемого НГК, монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), прокладка водоводов



(СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) скважин, переведенных под нагнетание, прокладка трубопроводов скважин, переведенных под нагнетание нестабильного газового конденсата (НГК) (СПТ, Ду 76 мм, Р=12 МПа), прокладка нагнетательного сточного трубопровода для НГК.

Намечаемая деятельность планируется на лицензионной территории. Дополнительного отвода земель не требуется.

На территории проектируемых работ зеленые насаждения отсутствуют.

Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных намечаемой деятельностью не предполагается.

5. Информация о предельных количественных и качественных показателях эмиссий, физических воздействий на окружающую среду, предельном количестве накопления отходов, а также их захоронения, если оно планируется в рамках намечаемой деятельности

Объемы водопотребления в период строительства скважин по 3-му рекомендуемому варианту:

Потребитель	Водопотребление на 1 скважину, м³/цикл	Водопотребление на 68 скважин, м³/цикл
Питьевая вода, в том числе:	120,479	8192,572
- на хоз-бытовые нужды	120,479	8192,572
Вода на технические нужды, в том числе:	710,483	48312,84
- основа перфорационной жидкости	44,42	3020,56
- для смены перфорационной жидкости на воду и промывки	93,39	6350,52
- на нужды котельной в зимнее время	59,347	4035,596
- на противопожарные нужды	50	3400
- для приготовления бурового раствора	358,736	24394,048
- для цементного раствора	104,59	7112,12
Всего	830,962	56505,42

На период намечаемой деятельности в процессе строительства новых скважин *сбросы загрязняющих веществ не предполагаются.*

Эксплуатация скважин будет осуществляться действующим персоналом, поэтому расчет водопотребления и водоотведения на хоз-бытовые нужды не производится.

Выбросы загрязняющих веществ при строительстве скважин составят:

В период строительства 1-й скважины предельные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу ожидаются в количестве **13,4080 т (26,630147 г/с)**, в том числе: Железо (II, III) оксиды (к.о. 3) – 0,0014 т; Марганец и его соединения (к.о. 2) – 0,00011 т, Натрий гидроксид (к.о. -) – 0,0001 т, Натрий хлорид (к.о. 3) – 0,004 т, Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (к.о. 2) – 4,8882, Азот (II) оксид (Азота оксид) (к.о. 3) – 0,7943 т, Углерод (Сажа) (к.о. 3) – 0,266 т; Сера диоксид (Сера (IV) оксид) (к.о. 3) – 1,07 т; Сероводород (к.о. 2) – 0,00003 т, Углерод оксид (к.о. 4) – 3,9444 т, Фтористые газообразные соединения (к.о. 2) – 0,0001 т, Фториды неорганические плохо растворимые (к.о. 2) – 0,0001 т; Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (к.о. 1) – 0,0000074 т; Формальдегид (Метаналь) (к.о. 2) – 0,07 т; Лимонная кислота (к.о. 3) – 0,00001 т; Масло минеральное (к.о. -) – 0,00007 т; Алканы C12-19 (к.о. 4) – 2,1247 т; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (к.о. 3) – 0,2294 т; Кальций карбонат (к.о. 3) – 0,0149т; Кальция хлорид (к.о. -) – 0,0001 т; Натрий гидрокарбонат (к.о. -) – 0,00003 т.

Вариант 1. Предельные (максимальные) объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (за период 2026-2037 гг.) составят: при строительстве всего **47 скважин – 630,176 тонн.**



Вариант 2. Предельные (максимальные) объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (за период 2026-2037 гг.) составят: при строительстве всего **37 скважин – 496,096 тонн.**

Вариант 3 (рекомендуемый). Предельные (максимальные) объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (за период 2026-2037 гг.) составят: при строительстве всего **68 скважин – 911,744 тонн.**

Вариант 4. Предельные (максимальные) объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (за период 2026-2037 гг.) составят: при строительстве всего **65 скважин – 871,52 тонн.**

По рекомендуемому 3-му варианту максимальный объем выбросов загрязняющих веществ ожидается в 2027, 2028 годах при бурении 15 скважин в год – 201,12 т/год.

Количество выбрасываемых загрязняющих веществ **на период эксплуатации 1-й нефтяной и газовой скважины** (неплотности ЗРА и ФС) соответственно составят **0,2514 т** и **0,5966 т.**

Вариант 1. Предельные объемы выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации 47-и нефтяных и газовых скважин составят всего **13,5418 т.**

Вариант 2. Предельные объемы выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации 37-и нефтяных и газовых скважин составят всего **11,0278 т.**

Вариант 3 (рекомендуемый). Предельные объемы выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации 68-и нефтяных и газовых скважин составят всего **18,8212 т.**

Вариант 4. Предельные объемы выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации 65-и нефтяных и газовых скважин составят всего **18,0670 т.**

Анализ проведенных расчетов количества образования отходов по всем вариантам разработки (таблицы 1.59-1.62) показал следующее:

Вариант № 1

По варианту № 1 предполагается увеличение отходов по сравнению с текущей ситуацией при строительстве новых 47 скважин в период с 2026 по 2037 годы.

Предельные (максимальные) объемы образования отходов по варианту №1 (за период 2026-2037 г.г.) составят при строительстве 47 скважин – **30573,594 тонн.**

Вариант № 2

По варианту № 2 предполагается увеличение отходов по сравнению с текущей ситуацией при строительстве новых 37 скважин в период с 2026 по 2037 годы.

Предельные (максимальные) объемы образования отходов по варианту №2 (за период 2026-2037 г.г.) составят при строительстве 37 скважин - **24068,574 тонн.**

Вариант № 3 (рекомендуемый)

По варианту № 3 (рекомендуемый) предполагается увеличение отходов по сравнению с текущей ситуацией при строительстве 68 скважин в период с 2026 по 2037 годы.

Предельные (максимальные) объемы образования отходов по рекомендуемому варианту №3 (за период 2026-2037 гг.) составят при строительстве 68 скважин: **44234,136 тонн.**

Вариант № 4

По варианту № 4 предполагается увеличение отходов по сравнению с текущей ситуацией при строительстве 65 скважин в период с 2026 по 2037 годы.



Предельные (максимальные) объемы образования отходов по варианту №4 (за период 2026-2037 гг.) составят при строительстве 65 скважин: **42282,630** тонн.

Максимальный годовой объем образования отходов по варианту №1 ожидается в 2026-2027 годах: при бурении 12 скважин – 7806,024 тонн/год.

Максимальный годовой объем образования отходов по варианту №2 ожидается в 2026-2027 годах: при бурении 12 скважин – 7806,024 тонн/год.

Максимальный годовой объем образования отходов по варианту №3 ожидается в 2027-2028 годах: при бурении 15 скважин – 9757,53 тонн/год.

Максимальный годовой объем образования отходов по варианту №4 ожидается в 2027-2028 годах: при бурении 15 скважин – 9757,53 тонн/год.

Сведений о наличии или отсутствии возможности превышения пороговых значений, установленных для переноса отходов правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей НЕТ.

6. Краткое описание существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду

Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности

Отрицательное воздействие на местное население может быть оказано в результате загрязнения атмосферного воздуха, акустического воздействия и вибрацией при проведении строительных работ, а также на этапе эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности.

Строительная площадка и производственный объект представляют риск в том случае, если доступ населения к ним не контролируется надлежащим образом.

В связи с нахождением проектируемого объекта на значительном расстоянии от населенных пунктов, значимого воздействия на здоровье и безопасность местного населения не ожидается. В границах установленной санитарно-защитной зоны -1000 м жилая застройка отсутствует.

Участок строительства расположен на достаточном расстоянии от населенных пунктов (14,0 км) и, таким образом, данный объект не будет представлять угрозы для жизни и здоровья населения.

Воздействие на здоровье работающего персонала мало, так как предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосфере ниже нормативных требований в рабочей зоне. Из анализа технологических проектных решений установлено, что уровень производства высокий и созданы условия для значительного облегчения труда и оздоровления производственной среды на рабочих местах.

Биоразнообразие

Участок работ располагается на территории, преобразованной в результате хозяйственной деятельности. С намечаемой деятельностью не связан спектр воздействий, в зону влияния которых попадают чувствительные компоненты природной среды - местообитания ценных видов птиц, млекопитающих. На исследуемой территории не выявлено местообитаний ценных видов птиц, млекопитающих.

На участке работ отсутствуют объекты историко-культурного наследия, особо охраняемые природные территории.

Воздействие на растительность в период эксплуатации будет выражаться лишь в вероятности прямого или опосредованного воздействия на растительность прилегающих территорий. Существенный риск воздействия на растительность прилегающих территорий



в первую очередь связан с особенностями эксплуатации объекта и опасностью загрязнения почв прилегающих территориях различными веществами.

Стадия строительства, связанная с безвозвратным и временным отчуждением земельных участков для реализации проектных решений по строительству (а значит, уничтожением мест обитания растений и животных) окажет наиболее существенное негативное воздействие на растительность.

Сильная деградация природных экосистем наблюдается при механическом воздействии, связанном со строительными работами. Особенно отрицательно этот фактор сказывается на состоянии почв и растительного покрова.

В период эксплуатации объекта непосредственно территория будет лишена растительного покрова.

Основным, негативно влияющим на состояние животного мира процессом, является «фактор беспокойства», вызванный присутствием работающей техники и людей. В период проведения строительных работ некоторые виды, вследствие фактора беспокойства, будут вытеснены с прилегающей территории. Шум, производимый строительной техникой, выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при работе автотранспорта, незнакомые запахи и присутствие людей, будут служить отпугивающим фактором для животных. Во многих случаях это является даже положительным фактором, т.к. заставит животных держаться на безопасном расстоянии от техники и персонала, работающего на объектах строительства.

Одним из значимых факторов воздействия является искусственное освещение в ночное время. Поскольку кроме гибели насекомых, летящих к источникам освещения, в ночное время больший процент млекопитающих будет гибнуть под колёсами автомашин в результате ослепления светом фар.

В случае выявления в ходе строительства и эксплуатации значимых воздействий на охраняемые виды растений и животных, в рамках Плана сохранения биоразнообразия будут разработаны мероприятия по недопущению суммарных потерь биологического разнообразия, а в случае идентификации критических местообитаний - обеспечения прироста биоразнообразия.

Земли

Основными объектами воздействия строительства и эксплуатации объекта являются земли и почвы участка строительства.

Прямое воздействие на земельные ресурсы при строительстве и эксплуатации проектируемого объекта заключается в изъятии земель под строительство объектов, однако дополнительного изъятия земель проводиться не будет, строительство планируется на территории существующего м/р Дунга. Изменения статуса земель, изменения условий землепользования местного населения не будет.

Земли малопригодны для использования в сельскохозяйственном обороте. Ландшафтноклиматические условия и месторасположение территории исключают ее рентабельное использование, для каких-либо хозяйственных целей, кроме реализации прямых целей производства.

Изъятие земель сельскохозяйственного назначения для нужд промышленности производиться не будет, поскольку территория является промышленно освоенной.

В связи с вышесказанным, можно сделать вывод, что существенных воздействий на земельные ресурсы в результате намечаемой деятельности, не предвидится.



Территории постоянного или временного проживания населения в границах земельного участка, отводимого под строительство, а также в границах СЗЗ объекта, отсутствуют. Реализация Проекта не приведет к необходимости переселения жителей.

Согласно классификации по целевому назначению и разрешенному использованию участок строительства не попадает в зону приоритетного природопользования, на нем отсутствуют объекты историко-культурного наследия, месторождения полезных ископаемых.

Снятие плодородного слоя почвы не предусматривается, в связи с его отсутствием.

Сколько-нибудь значимого дополнительного воздействия со стороны строительных площадок на почвенный покров и земли прилегающих территорий (возрастание фитотоксичности, сброс загрязняющих веществ в грунтовые воды и др.) не ожидается.

Воды

Территория не имеет естественных водных объектов, поэтому проведение работ на этой площади не будет оказывать на них влияния. Воздействия от этого вида хозяйственной деятельности может быть оценено с позиции рационального водопотребления и водоотведения, возможного загрязнения существующих на ограниченном участке техногенных вод, временных водотоков и водосборной площади в случае аварийной ситуации.

По данным инженерных изысканий грунтовые воды до глубины 6 м не обнаружены.

Потенциальное воздействие планируемых работ может оказываться на геологическую среду в отношении развития неблагоприятных экзогенных геологических процессов, которые в результате проведения полевых могут быть усилены или спровоцированы и на подземные воды первого от поверхности водоносного горизонта.

Одним из потенциальных источников воздействия на подземные воды (их загрязнения) могут быть утечки нефти, пластовых вод из трубопроводов при эксплуатации, или топлива и масел в местах скопления и заправки спецтехники и автотранспорта в период полевых работ.

Атмосферный воздух

Атмосферный воздух является основным объектом окружающей среды, на который окажет воздействие намечаемая деятельность при строительстве и эксплуатации.

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

Факторами воздействия на объект природной среды - атмосферный воздух - являются выбросы загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников в период строительства и эксплуатации объектов. Источниками выбросов ЗВ в атмосферу является работа строительных машин, оборудования в период строительства скважин и работа вновь вводимого технологического оборудования обустройства скважин, трубопроводов и иных объектов в период эксплуатации.

Сжигание газа на факеле в процессе испытания (освоения) скважин не предусматривается.

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



Для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха от источников выбросов при реализации проекта приняты следующие критерии: максимально-разовые концентрации (ПДК м.р.). Согласно санитарным нормам РК, на границе СЗЗ и в жилых районах приземная концентрация ЗВ не должна превышать 1ПДК.

Результаты расчета рассеивания показывают, что зона кумулятивного воздействия при штатном режиме работы будет ограничена внешней границей области воздействия проектируемого объекта, которая не выходит за пределы установленной санитарно-защитной зоны.

Материальные активы, объекты историко-культурного наследия, ландшафты

В районе проектируемых работ отсутствуют объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), материальные активы, тем самым воздействия на материальные объекты культурного наследия в связи с намечаемой деятельностью не ожидается.

Для территории месторождения свойственны пустынные ландшафты Восточного Прикаспия. При условии соблюдения технологии обустройства и эксплуатации проектируемых объектов, выполнении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий, проведении технической рекультивации нарушенных участков по окончании строительных работ, существенных трансформаций сложившегося природно-антропогенного ландшафта рассматриваемой территории месторождения не ожидается. Кардинальное изменение рельефа при реализации проекта не предусмотрено, общий вид местности значительно не изменится.

7. Информация о вероятности возникновения аварий и опасных природных явлений, о возможных существенных вредных воздействиях на окружающую среду, о мерах по предотвращению аварий и опасных природных явлений, и ликвидации их последствий, включая оповещение населения

Вероятность аварийных ситуаций и прогноз последствий для окружающей среды

Авариями в процессе строительства скважины называют нарушения технологического процесса проводки скважины, вызываемой потерей подвижности труб или их поломкой с оставлением в скважинах элементов колонны труб, различных предметов, инструментов, для удаления которых требуется специальные трубы.

В зависимости от причин их возникновения аварийные ситуации классифицируют на следующие виды:

- аварии с бурильными трубами – оставление в скважине частей бурильных колонн (переводники, муфты, замки, калибраторы, центраторы, стабилизаторы);
- прихваты колонн бурильных и обсадных труб – заклинивание их в стволе скважины, прижатие труб к стенкам под действием перепада давления в стволе или пласте, при образовании сальников, обвалах и осыпях;
- аварии с долотами – оставление в скважине долота, расширителя или их частей;
- аварии с обсадными колоннами – обрыв труб в резьбовых соединениях и по телу трубы;
- аварии вследствие неудачного цементированья – повреждение обсадных труб, неподъем цементного раствора, оставление раствора в колонне;
- аварии с забойными двигателями – оставление их на забое скважины целиком или от отдельных узлов;
- падение в скважину посторонних предметов;



- прочие аварии – оставление в скважине испытателей пластов, геофизических приборов, кабеля, открытые нефте-, газо-, водопроявления (фонтаны).

Наиболее частыми аварийными случаями, встречающимися на практике, являются аварии с бурильными трубами. Одной из основных причин являются – совокупность всех напряжений, возникающих в трубах при разностенности труб, наличие внутренних напряжений в трубах и дефектах резьбового соединения. Наибольшее количество аварий с бурильными трубами связано с разъеданием резьбового соединения буровым раствором.

Основными мерами, направленными на предупреждение аварий с бурильными трубами, являются:

- организация учета и отработка бурильных труб в строгом соответствии с инструкцией;
- технически правильный монтаж замков и труб, подбору замков к трубам по натягу, и принудительном закреплении замка в подогретом состоянии;
- профилактическая проверка всех труб после окончания буровых работ путем замера, осмотра испытания;
- использование предохранительных колпаков и колец для резьбы замков;
- применение устройств, обеспечивающих снижение вибрации бурильных труб;
- снабжение буровых специальными смазками.

В бурении для подъема колонны труб из скважины часто требуется приложить усилие, превышающее вес самой колонны. Иногда для сдвига колонны с места и подъема необходимо усилие, близкое к предельному, допускаемому прочностью труб или даже превышающего его. Это происходит в результате затяжек колонны, называемых прихватами. Прихват – осложнение, вызванное нарушением технологии бурения или недостаточно правильным учетом особенностей геологического строения. Пытаясь устранить прихват, часто прилагают усилие, при котором колонна обрывается. Прихват осложняется аварией. Для избежания и предупреждения затяжек и прихватов необходимо добавлять в буровой раствор вещества, обладающие повышенной смазывающей способностью, понижать избыточное давление в скважине, предотвращать желобообразование и тщательно очищать раствор и уменьшать липкость фильтрационных корок.

Возникновение осыпей и обвалов пород и сужение стволов проявляется в повышении давления в нагнетательной линии насосов при промывке, выносе на поверхность большого количества песка и крупных обломков пород, значительном увеличении усилия, затрачиваемого для приподнимания колонны труб. Одна из причин осложнений – изменение напряженного состояния в породе. Осыпи и обвалы появляются при резком уменьшении давления раствора на стенки скважины при газонефтяном выбросе и при опробовании пласта. В результате осыпей и обвалов пород образуются каверны, затрудняется вынос выбуренной породы, так как уменьшаются скорость восходящего потока и его подъемная сила, возрастает аварийность с бурильными трубами.

В случае наличия в горной породе раскрытых трещин, каналов и превышения бурового раствора на стенки скважины над пластовым давлением происходит поглощение раствора. Причинами возникновения данной ситуации может быть высокое гидродинамическое давление, возникающее при промывке скважины и обусловленное большой скоростью течения, небольшим зазором между колонной труб и стенкой скважины, при спуске колонны с большой скоростью.

Для устранения поглощения промывочной жидкости применяют следующие меры:



-
- уменьшение плотности бурового раствора;
 - снижение скорости течения бурового раствора в затрубном пространстве;
 - задавливание в пласт раствора с высоким предельным статическим напряжением сдвига и быстрым темпом структурообразования и оставление скважины в покое на несколько часов;
 - добавление волокнистых и гранулированных материалов для закупорки ими трещин;
 - бурение без выхода циркуляции с ориентацией на то, что выбуренные частицы постепенно заполняют трещины и каналы пласта;
 - намывание инертных крупнозернистых материалов (гравий, песок);
 - перекрытие зоны поглощения обсадными трубами.

Если пластовое давление хотя бы в одном из горизонтов превышает давление, создаваемое буровым раствором, может возникнуть приток жидкости в скважину. Приток может также наблюдаться при недостаточной дегазации раствора, при понижении уровня раствора в скважине. Газ проникает в виде мельчайших пузырьков через плохо заглинизированные стенки скважины или вместе с выбуренной породой. Особенно интенсивно этот процесс происходит при длительных остановках буровых работ. При циркуляции буровой раствор выносит пузырьки газа на поверхность. Находясь на забое скважины давление на пузырьки газа довольно высокое, отчего их размеры чрезвычайно малы. Однако по мере приближения к устью скважины давление на них уменьшается, и размеры пузырьков увеличиваются. Часть бурового раствора выбрасываются, давление на стенки скважины понижается, что приводит к открытому фонтанированию. Подобные проявления приводят к порче оборудования, остановки буровых операций, возможны взрывы и пожары.

Во избежание нефтегазоводопроявлений необходимо осуществлять следующие мероприятия:

- вести постоянное наблюдение за качеством бурового раствора;
- использовать буровой раствор с небольшой водоотдачей, возможно меньшим статическим напряжением сдвига;
- повышать плотность раствора до уровня, необходимого для поддержания небольшого избытка давления в скважине над пластовым, но меньше того, при котором начинается разрыв пород и поглощение раствора;
- дегазировать буровой раствор, выходящий из скважины и при необходимости менять на раствор с большой плотностью;
- регулировать уровень раствора так, чтобы он находился всегда у устья;
- не оставлять скважину на длительное время без промывки.

При возникшем неуправляемом фонтанировании необходимо, прежде всего, герметизировать устье скважины, канал бурильных труб и информировать руководство. Работы по ликвидации нефте-, газопроявлений должны проводиться по специализированному плану, разработанному до начала ведения работ. В случае начала открытого фонтанирования буровая должна быть обесточена, произведена полная установка двигателей. На территории ведения работ необходимо потушить технические и бытовые топки, остановить ДВС, движение транспорта, принять меры по сбору изливающейся жидкости.

Мероприятия по предотвращению и ликвидации аварий



В целях предотвращения и ликвидации осложнений в скважине при различной интенсивности поглощений или при полном прекращении циркуляции промывочной жидкости предпринимаются следующие меры:

- уменьшение перепада давления в системе «скважина-пласт» путем изменения параметров промывочной жидкости;
- изоляция поглощающего пласта путем закупорки каналов пласта специальными наполнителями, цементными растворами или пастами;
- бурение без выхода циркуляции, с последующим спуском обсадной колонны.

При нефтегазоводопроявлениях необходимо предпринять следующие меры:

- повысить плотность бурового раствора (в случаях, когда поступления пластового флюида во время проявления приводит к увеличению уровня в приемных емкостях и появлению избыточного давления в буровых трубах при закрытой скважине);
- подъем инструмента, во избежание проявления, производить только после выравнивания показателей бурового раствора до установленной величины;
- установить интенсивность проявления в процессе бурения и промывок, для чего углубление скважины прекращается и ведется промывка в течение одного цикла циркуляции;
- после закрытия превентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявления;
- при появлении признаков начавшегося проявления при подъеме труб необходимо остановить подъем. При отсутствии перелива сразу же приступить к спуску труб в башмак обсадной колонны, о замеченных признаках проявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу.

При начавшемся поглощении необходимо предпринять следующие меры:

- поднять буровую колонну в башмак обсадной колонны или в прихват-безопасный интервал и приступить к ликвидации поглощения;
- процесс бурения с частичной потерей циркуляции или без выхода циркуляции производить по специальному проекту;
- установить интенсивность проявления газа в процессе бурения и промывок в буровом растворе. Для этого углубление скважины прекращается и ведется промывка в течение одного цикла циркуляции. Если при этом поступление газа прекратилось, то это означает, что газ поступает в раствор из выбуренной породы. При поступлении газа из выбуренной породы повышать плотность бурового раствора не требуется;
- долив скважины при подъеме буровой колонны необходимо производить периодически после подъема расчетного количества свечей;
- при появлении признаков начавшегося проявления при подъеме труб необходимо остановить подъем. При отсутствии перелива сразу же приступить к спуску труб в башмак обсадной колонны;
- подъем и спуск буровой колонны производить с такой скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений была бы выше пластового давления и меньше давления гидроразрыва пород;
- не следует проводить кратковременные промежуточные промывки при наличии газированных забойных пачек;
- длительные ремонтные или профилактические работы, не связанные с ремонтом устья скважины, необходимо производить при нахождении буровой колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. Если ремонт устья



скважины или противовыбросового оборудования продолжителен и нет возможности промыть скважину, то нужно установить отсекающий цементный мост;

- о замеченных признаках газонефтеводопроявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу;
- после закрытия превентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявлений.

8. Краткое описание мер по предотвращению, сокращению, смягчению выявленных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду, мер по компенсации потерь биоразнообразия, если намечаемая деятельность может привести к таким потерям, возможных необратимых воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду и причин, по которым инициатором принято решение о выполнении операций, влекущих таких воздействия, способов и мер восстановления окружающей среды в случаях прекращения намечаемой деятельности

Природоохранные мероприятия должны быть направлены на сведение к минимуму негативного воздействия процесса строительства запроектированных объектов окружающей природной среды.

Меры по сокращению воздействия на атмосферный воздух

Основными принятыми в проекте мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных веществ и обеспечения безопасных условий труда, являются следующие мероприятия:

- выбор технологии и применяемого оборудования с целью снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух;
- постоянно контролировать работу технологического оборудования;
- регулирование топливной аппаратуры ДВС агрегатов и специального автотранспорта для снижения загазованности территории ведения работ;
- использование герметичных систем на технологическом оборудовании и складах ГСМ;
- хранение сыпучих материалов и химических реагентов в закрытом помещении в герметичных тарах;
- размещение источников выбросов загрязняющих веществ на площадке с учетом преобладающего направления ветра;
- строго соблюдать технологический регламент работы на стационарных дизельных установках;
- проверка двигателей автотранспорта на токсичность;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики оборудования;
- упорядоченное движение транспорта на территории месторождения;
- не допускать утечек и проливов ГСМ на рельеф;
- содержание в исправном состоянии техники и автотранспорта, проведение профилактического осмотра;
- обучение технического персонала безаварийным методам работы, повышение профессиональной грамотности рабочих и специалистов;
- разработка плана мероприятий по реагированию на аварийные ситуации.

Меры по сокращению воздействия на водные ресурсы и их рациональному использованию



Расчет норм водопотребления и водоотведения для нужд буровой проводится в соответствии с отраслевыми методическими указаниями. Нормы рассчитываются для основных и вспомогательных операций и для хозяйственных нужд.

- при проведении строительных работ разрешается использование только тех веществ, на которые имеются утвержденные нормативы;
- при бурении скважины запрещается использование технологий, допускающих поглощение буровых растворов проницаемыми горизонтами, насыщенными водами хозяйственно-питьевого назначения;
- при вероятности водопроявления на буровой должна быть предусмотрена система сбора, хранения и транспортировки сильноминерализованных вод к месту их утилизации;
- отстоянные минерализованные сточные воды должны утилизироваться или сбрасываться после очистки в места, согласованные с природоохранными органами;
- допускается повторное использование отработанных буровых растворов при приготовлении новых порций буровых растворов для проходки нижележащих интервалов с целью снижения объемов накопления жидких отходов;
- допускается использование оставшихся по окончании бурения скважины бурового раствора, жидкости для глушения, буровых сточных вод и др. при бурении других скважин и ремонте после соответствующей очистки и обработки. При невозможности осуществления их дальнейшего использования (большие расстояния между скважинами и др.) они должны утилизироваться.

Меры по сокращению воздействия на подземные воды

Принятая конструкция скважины не допускает гидроразрывов пород при бурении, это предотвращает загрязнение подземных вод. Для изоляции верхних горизонтов предусматривается кондуктор, который цементируется до устья. Необходимые меры для охраны подземных вод:

- проверять качество крепления скважин АКЦ в целях предотвращения вертикальных заколонных перетоков;
- предусмотреть замкнутый цикл использования бурового раствора в циркуляционной системе буровой, не допущение выброса бурового раствора и загрязнения подземных вод;
- бурение скважины осуществлять в строгом соответствии с утвержденным ГТН для предотвращения возможного открытого фонтанирования;
- своевременно устранять течи смазывающих веществ, ГСМ и продуктов их отработки и не допускать загрязнения подземных вод;
- хранение и использование химических реагентов производить в специально отведенных местах;
- применять контейнера для хранения и складирования сыпучих веществ;
- жидкие химические реагенты доставлять на буровую в специальных контейнерах, а сухие – в контейнерах и мешках;
- при испытании и освоении скважины возможен выброс углеводородов при фонтанировании или вызове притока, поэтому на территории площадки бурения предусмотреть емкость для временного хранения пластовой жидкости;
- обеспечение отдельной системы сбора отходов бурения и тщательный контроль за появлением загрязнителей-репрезентантов в сопредельных средах;

При возможных аварийных ситуациях предусмотреть:



- Обваловывание участка с разлившимися ЗВ и присыпку его песчано-цементной смесью, уменьшающей фильтрацию компонентов;

- Откачку жидкости из обвалованного участка и удаление нефти с почв.

Меры по сокращению воздействия на геологическую среду и недра

При строительстве скважин на нефтяных месторождениях должны проводиться мероприятия, обеспечивающие сохранение геологической среды и охрану недр, эти мероприятия включают:

- предотвращение открытого фонтанирования, грифонообразования, поглощений промысловой жидкости, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважины;

- надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных пластов по всему вскрытому разрезу;

- необходимую герметичность всех технических и обсадных колонн труб, спущенных в скважину, их качественное цементирование;

- предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, крепление и освоении.

Мероприятия по охране недр должны быть направлены на предотвращение загрязнения земли, поверхностных и подземных вод буровыми растворами, химреагентами, нефтепродуктами, минерализованными водами.

При обводнении скважин, помимо контроля за обводненностью их продукции, необходимо провести специальные геофизические и гидрогеологические исследования для определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания.

Меры по сокращению воздействия на почвы и грунты

Для устранения или хотя бы значительного ослабления отрицательного влияния при строительстве скважин на природную экосистему необходимо:

- при проведении СМР снять слой почвы на определенную глубину с земельного участка, отведенного под строительство объекта и переместить слой почвы в места временного складирования для повторного использования при восстановлении земель;

- автоматическое отключение скважины при авариях отсекающими;

- обваловка устья скважины земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;

- организация движения транспорта только по постоянным автодорогам;

- организовать систему сбора твердо бытовых и производственных отходов;

- сбор и вывоз в спец. контейнерах отработанных масел, смазок, других материалов со своевременной сдачей их на регенерацию;

- провести качественную техническую рекультивацию земель.

Меры по сокращению воздействия на растительный и животный мир

Во избежание негативных воздействий на растительность и животное население прилегающих к буровой площадке территорий необходимо проведение целого комплекса профилактических и практических мероприятий:

- полностью предотвратить загрязнение почвы нефтепродуктами и другими типами промышленного загрязнения среды;

- проводить по мере необходимости очистку почвы от углеводородного сырья, проложить фиксированную систему дорог и подъездных путей на месторождении;

- исключить изливание пластовых вод при испытании;



- запретить преследование и уничтожение полезных видов животных (включая и браконьерство) путем издания соответствующего приказа по предприятию согласно законодательству по охране и использованию животного мира Казахстана;
- избегать уничтожения или разрушения гнезд, нор на близлежащей территории;
- сократить до минимума передвижения автотранспорта в ночное время;
- произвести ограждение всех технологических площадок и исключить случайное попадание животных на промплощадку;
- для защиты птиц от поражения электрическим током, применять «холостые» изоляторы;
- запретить кормление диких животных персоналом, а также в надлежащем порядке хранить отходы, являющиеся приманкой для диких животных.

Меры по восстановлению земельного участка

По окончании бурения и освоения скважин необходимо проведение следующих работ:

- демонтаж оборудования в соответствии с требованиями нормативных документов;
- очистка территории буровой от металлолома, строительного мусора;
- снятие загрязненного грунта;
- восстановление ландшафтов на площадке скважины и прилегающей территории.

Техническая рекультивация состоит в удалении и захоронении строительных отходов, в дополнительной планировке местности, ремонте и укреплении насыпей, засыпке выемок и срезок.

После окончания строительных работ необходимо:

- при демонтаже складов ГСМ - убрать загрязненные участки;
- всю площадку скважины после окончания работ спланировать.

Меры по сохранению и компенсации потери биоразнообразия

В проекте выполнена предварительная идентификация и оценка наиболее вероятных неблагоприятных воздействий на компоненты окружающей природной среды.

Проект реализуется на территории, преобразованной в результате хозяйственной деятельности. Проектируемые работы будут происходить на территории действующего месторождения. Ландшафты месторождения под воздействием многолетних антропогенных и техногенных нарушений были подвержены механическим изменениям. Изъятие земель сельскохозяйственного назначения для нужд промышленности производиться не будет, поскольку изымаемый под размещение объектов участок до начала реализации в сельском хозяйстве не использовался - территория является промышленно освоенной территорией. Земли малопригодны для использования в сельскохозяйственном обороте. Ландшафтно-климатические условия и месторасположение территории исключают ее рентабельное использование, для каких-либо хозяйственных целей, кроме реализации прямых целей производства.

На исследуемой территории не выявлено местообитаний ценных видов птиц, млекопитающих.

На участке месторождения Дунга отсутствуют объекты историко-культурного наследия.

По итогам анализа оценки намечаемой деятельности негативного воздействия на здоровье населения прилегающих территорий не ожидается. Ожидается положительное воздействие за счет улучшения здоровья членов семей местных специалистов, задействованных на строительных работах в связи с ростом доходов.



Определена предварительная значимость каждого вида воздействия, перечислены меры, разработанные в проектной документации для смягчения воздействий. Дана комплексная оценка воздействия на окружающую среду. При реализации проекта разработки месторождения учтены требования экологических норм, применяемая технология бурения соответствует современному уровню развития науки и промышленности и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию запроектированных объектов при соблюдении предусмотренных мероприятий.

В результате проведенной оценки воздействия установлено, что в целом воздействие на окружающую среду от реализации проекта будет средней (допустимой) значимости, а результат социально-экономического воздействия будет иметь позитивный эффект.

Таким образом, реализация проектных решений при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и незначительно повлияет на абиотические и биотические связи территории, с учетом того, что данная территория уже подвержена антропогенному вмешательству.

Проведенная оценка воздействия на окружающую среду позволяет сделать следующие выводы:

-Негативные воздействия намечаемой деятельности на биоразнообразие не выявлены.

-В процессе проведения оценки воздействия на окружающую среду проектируемой деятельности выявлено, что и на стадии строительства, и на стадии эксплуатации отсутствуют риски утраты биоразнообразия.

-Реализация намечаемой деятельности не приведет:

-к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся редкими или уникальными, и имеется риск их уничтожения и невозможности воспроизводства;

-к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся составной частью уникального ландшафта, и имеется риск его уничтожения и невозможности восстановления;

-к потере биоразнообразия из-за отсутствия участков с условиями, пригодными для компенсации потери биоразнообразия без ухудшения состояния экосистем;

-к потере биоразнообразия из-за отсутствия соответствующей современному уровню технологии.

В связи с вышесказанным, проведение оценки потери биоразнообразия и разработка мероприятий по их компенсации не требуется.

Компенсация потери биоразнообразия по данному проекту также не требуется, поскольку отсутствует биоразнообразие, утраченное в результате осуществленной деятельности.



ПРИЛОЖЕНИЕ 1. РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ

1.1 Расчеты выбросов при строительстве 1-ой скважины

Источник № 6101. Расчет выбросов пыли при работе бульдозера			
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во
Исходные данные:			
Количество переработанного грунта	G	т/час	78,0
Количество работающей техники	N	ед.	1
Плотность грунта	p	т/м ³	1,65
Объем грунта		м ³	1687,5
	V	т	2784,4
Время работы бульдозера	t	час/год	35,7
Расчет:			
Объем пылевыведения, где:	g	г/с	0,8736
$g = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * B * G * N * 10^6 / 3600$			
Вес. доля пыл. фракции в материале	K ₁		0,03
Доля пыли переходящая в аэрозоль	K ₂		0,04
Козф.учитывающий метеоусловия	K ₃		1,2
Козф.учит.местные условия	K ₄		1
Козф.учит.влажность материала	K ₅		0,1
Козф.учит.крупность материала	K ₇		0,7
Козф.учит.высоту пересыпки	B		0,40
$M = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * B * V$			
Общее пылевыведение	M	т/год	0,1123

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников.

Приложение №13 к Приказу Министра ООС РК от 18.04.2008г. №100-п

Источник № 6102. Расчет выбросов пыли при работе экскаватора			
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во
Исходные данные:			
Количество переработанного грунта	G	т/час	50,0
Количество работающей техники	N	ед.	1
Плотность грунта	p	т/м ³	1,65
Объем грунта		м ³	800,0
Объем грунта	V	т	1320,0
Время работы экскаватора	t	час/год	26
Расчет:			
Объем пылевыведения, где:	g	г/с	0,8400
$g = P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * B * G * N * 10^6 / 3600$			
Вес. доля пыл. фракции в материале	P ₁		0,03
Доля пыли переходящая в аэрозоль	P ₂		0,04
Козф.учитывающий скорость ветра	P ₃		1,2
Козф.учит.влажность материала	P ₄		0,1
Козф.учит.крупность материала	P ₅		0,7
Козф.учит.местные условия	P ₆		1
Козф.учит.высоту пересыпки	B		0,60
$M = P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * B * V$			
Общее пылевыведение	M	т/год	0,0798

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников.

Приложение №13 к Приказу Министра ООС РК от 18.04.2008 г. №100-п



Источник №6103. Расчет выбросов пыли при работе автосамосвала			
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во
Исходные данные:			
Грузоподъемность	G	т	10
Средняя скорость транспортир. $V_{ср}=N*L/n$	$V_{ср.}$	км/час	15
Число ходов всего транспорта в час	N	ед/час	2
Средняя протяженность 1 ходки	L	км	15,0
Влажность материала		%	10
Средняя площадь груз. платформы	Fo	м ²	10
Число машин, работающих на стр.уч-ке	n	ед.	2
Время работы	t	час	22,0
Расчет:			
$M_{сек}=C1*C2*C3*C6*C7*N*L*q1/3600+C4*C5*C6*g2*Fo*n$			
Объем пылевыведения	g	г/с	0,0190
Козф.зависящий от грузоподъемности (таб. 9 Методики)	C ₁		1,0
Козф.учит.среднюю скорость транспортирования (таб. 10)	C ₂		1,0
Козф.учит.состояние дорог (таб. 11)	C ₃		1,0
Пылевыведение на 1 км пробега	q ₁	г/км	1450
Козф.учит.профиль поверхности, Fфакт/Fo	C ₄		1,45
Козф.завис.от скорости обдува (таб. 12)	C ₅		1,2
Козф.учит.влажность материала (таб.4)	C ₆		0,1
Пылевыведение с единицы факт. поверхности материала на платформе (таб.6)	g ₂	г/м ² *с	0,002
Козф.учит. долю пыли, уносимой в атмосферу	C ₇		0,01
$M_{год}=M_{сек}*t/10^6*3600$			
Общее пылевыведение	M _{пыль}	т/год	0,0015

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников.

Приложение №13 к Приказу Министра ООС РК от 18.04.2008 г. №100-п



Источники №№0001, 0002, 0003. Дизельный двигатель при подготовительных работах, бурении и креплении (N=1200 кВт)					
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
Исходные данные:					
Мощность агрегата	P	кВт	1200		
Общий расход топлива	G	т/скв/год	51,24747		
Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
Высота выхлопной трубы	H	м	4		
Время работы	T	час/год	820,8		
Удельный расход топлива	B	кг/час	62,44		
Количество двигателей		шт.	1		
Расчет выбросов ЗВ:					
Значения выбросов для СДУ до кап.ремонта группы В	e_{co}	г/кВт*ч	22	Максимальный выброс i-го вещества (г/с) $M = (1/3600) * e * P$ Валовой выброс i-го вещества (т/г) $Q = (1/1000) * g * G$	
	e_{NOx}		35		
	e_{CH}		10		
	$e_{сажа}$		1,5		
	e_{SO2}		6,0		
	e_{CH2O}		0,4		
	$e_{бензп.}$		0,000011		
Количество выбросов:	M_{NO2}	г/с	0301	8,4 * 1200 * (1/3600) * 0,8	2,2400
	M_{NO}	г/с	0304	8,4 * 1200 * (1/3600) * 0,13	0,3640
	$M_{сажа}$	г/с	0328	0,35 * 1200 * (1/3600)	0,1167
	M_{SO2}	г/с	0330	1,4 * 1200 * (1/3600)	0,4667
	M_{co}	г/с	0337	5,3 * 1200 * (1/3600)	1,7667
	$M_{бензп.}$	г/с	0703	0,000011 * 1200 * (1/3600)	0,000004
	M_{CH2O}	г/с	1325	0,1 * 1200 * (1/3600)	0,0333
	M_{CH}	г/с	2754	2,4 * 1200 * (1/3600)	0,8000
	Q_{NO2}	т/скв/год	0301	35 * 51,2475 * (1/1000) * 0,8	1,4349
	Q_{NO}	т/скв/год	0304	35 * 51,2475 * (1/1000) * 0,13	0,2332
	$Q_{сажа}$	т/скв/год	0328	1,5 * 51,2475 * (1/1000)	0,0769
	Q_{SO2}	т/скв/год	0330	6 * 51,2475 * (1/1000)	0,3075
	Q_{co}	т/скв/год	0337	22 * 51,2475 * (1/1000)	1,1274
	$Q_{бензп.}$	т/скв/год	0703	0,000045 * 51,2475 * (1/1000)	0,000002
	Q_{CH2O}	т/скв/год	1325	0,4 * 51,2475 * (1/1000)	0,0205
	Q_{CH}	т/скв/год	2754	10 * 51,2475 * (1/1000)	0,5125
Исходные данные:					
Удельный расход топлива на эксп. реж.двиг.(паспорт)	b	г/кВт*ч	52,0		
	f				
	n				
	Lэ	кг воз/кг топ.			
Удельн. вес отработ. газов на эксп. реж.двиг.(паспорт)		кг/с	Gor	8,7200 * 0,000001 * 52,0 * 1200	0,5441
				Объемный расход отр. газов	
				Qor = Gor / Yor, где	
				Yor = Yo(при t=0°C)/(1+Tor/273), где	0,4627
Удельн. вес отработ. газов при t = 0°C	Yo	кг/м³	1,31		
	Тог	°C	500		
		м³/с	Qor	0,5441 / 0,4627	1,175924
				Скорость выхода ГВС из устья ист-ка	
Температура отр. газов				W = 4 * Qor / πd²	
		м/с	W	4 * 1,176 / 3,14 * 0,2²	37,45

Расчет произведен на 1 источник выброса.

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок.

РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004 г.



Источник №0004. Дизель-генератор резервный (N=1200 кВт)					
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
Исходные данные:					
Мощность агрегата	P	кВт	1200		
Общий расход топлива	G	т/скв/год	8,514		
Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
Высота выхлопной трубы	H	м	4		
Время работы	T	час/год	60,0		
Удельный расход топлива	B	кг/час	141,900		
Количество двигателей		шт.	1		
Расчет выбросов ЗВ:					
Значения выбросов для СДУ до кап.ремонта группы В	e _{co}	г/кВт*ч	22	Максимальный выброс i-го вещества (г/с) M = (1/3600) * e * P	
	e _{NOx}		35		
	e _{сн}		10		
	e _{сажа}		1,5	Валовый выброс i-го вещества (т/г) Q = (1/1000) * g * G	
	e _{SO2}		6,0		
	e _{CH2O}		0,4		
	e бензп.		0,000011		
Количество выбросов:	M _{NO2}	г/с	0301	8,4 * 1200 * (1/3600) * 0,8	2,2400
	M _{NO}	г/с	0304	8,4 * 1200 * (1/3600) * 0,13	0,3640
	M _{сажа}	г/с	0328	0,35 * 1200 * (1/3600)	0,1167
	M _{SO2}	г/с	0330	1,4 * 1200 * (1/3600)	0,4667
	M _{co}	г/с	0337	5,3 * 1200 * (1/3600)	1,7667
	M бензп.	г/с	0703	0,000011 * 1200 * (1/3600)	0,000004
	M _{CH2O}	г/с	1325	0,1 * 1200 * (1/3600)	0,0333
	M _{CH}	г/с	2754	2,4 * 1200 * (1/3600)	0,8000
	Q _{NO2}	т/скв/год	0301	35 * 8,514 * (1/1000) * 0,8	0,2384
	Q _{NO}	т/скв/год	0304	35 * 8,514 * (1/1000) * 0,13	0,0387
	Q _{сажа}	т/скв/год	0328	1,5 * 8,514 * (1/1000)	0,0128
	Q _{SO2}	т/скв/год	0330	6 * 8,514 * (1/1000)	0,0511
	Q _{co}	т/скв/год	0337	22 * 8,514 * (1/1000)	0,1873
	Q бензп.	т/скв/год	0703	0,000045 * 8,514 * (1/1000)	0,0000004
	Q _{CH2O}	т/скв/год	1325	0,4 * 8,514 * (1/1000)	0,0034
	Q _{CH}	т/скв/год	2754	10 * 8,514 * (1/1000)	0,0851
Исходные данные:				Расход отработ. газов от стац.диз.уст. G_{ор} = G_в * (1 + 1/(f * n * L_э)), где G_в = (1/1000) * (1/3600) * (b * P₁ * f * n * L_э)	
Удельный расход топлива на эксп. реж.двиг.(паспорт)	b	г/кВт*ч	118		
Коэф.продувки = 1,18	f				
Коэф.изб.воздуха = 1,8	n				
Теор.кол-во возд.для сжиг. 1 кг топлива = 14,3	L _э	кг воз/кг топ.			
		кг/с	G _{ор}	8,7200 * 0,000001 * 118,0 * 1200	1,2348
				Объемный расход отр. газов Q_{ор} = G_{ор} / Y_{ор}, где	
		кг/м ³	Y _{ор}	Y_{ор} = Y_о(при t=0°C)/(1+T_{ор}/273), где	0,4627
Удельн. вес отработ. газов	Y _о	кг/м ³	1,31		
Удельн.вес отработ.газов при t = 0°C	T _{ор}	°C	500		
Температура отр. газов		м ³ /с	Q _{ор}	1,2348 / 0,4627	2,668684
		м/с	W	Скорость выхода ГВС из устья ист-ка W = 4 * Q_{ор} / πd² 4 * 2,669 / 3,14 * 0,2*0,2	85,00

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок.

РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004 г.



Источник №0005. Дизельный двигатель при испытании, N-176 кВт					
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
Исходные данные:					
Мощность агрегата	P	кВт	176,0		
Общий расход топлива	G	т/скв/год	10,298		
Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
Высота выхлопной трубы	H	м	4		
Время работы	T	час/год	276,00		
Удельный расход топлива	B	г/кВт*час	212		
Количество двигателей		шт.	1		
Расчет выбросов ЗВ:					
Согласно РНД		час/год	г/кг топл.		
значение	e _{co}	6,2	26	Максим-ный выброс i-го вещества (г/с) M = (1/3600) * e * P	
выбросов для стационарных	e _{NOx}	9,6	40		
дизельных установок	e _{сн}	2,9	12		
до кап.ремонта группы Б	e _{сажа}	0,5	2	Валовый выброс i-го вещества (т/г) Q = (1/1000) * g * G	
	e _{SO2}	1,2	5		
	e _{CH2O}	0,12	0,5		
	e бензп.	0,000012	0,000055		
Количество выбросов:	M _{NO2}	г/с	0301	9,6 * 176 * (1/3600) * 0,8	0,3755
	M _{NO}	г/с	0304	9,6 * 176 * (1/3600) * 0,13	0,0610
	M _{сажа}	г/с	0328	0,5 * 176 * (1/3600)	0,0244
	M _{SO2}	г/с	0330	1,2 * 176 * (1/3600)	0,0587
	M _{со}	г/с	0337	6,2 * 176 * (1/3600)	0,3031
	M бензп.	г/с	0703	1,2E-05 * 176 * (1/3600)	0,0000006
	M _{CH2O}	г/с	1325	0,12 * 176 * (1/3600)	0,0059
	M _{CH}	г/с	2754	2,9 * 176 * (1/3600)	0,1418
	Q _{NO2}	т/скв/год	0301	40 * 10,298 * (1/1000) * 0,8	0,3295
	Q _{NO}	т/скв/год	0304	40 * 10,298 * (1/1000) * 0,13	0,0535
	Q _{сажа}	т/скв/год	0328	2 * 10,298 * (1/1000)	0,0206
	Q _{SO2}	т/скв/год	0330	5 * 10,298 * (1/1000)	0,0515
	Q _{со}	т/скв/год	0337	26 * 10,298 * (1/1000)	0,2677
	Q бензп.	т/скв/год	0703	5,5E-05 * 10,298 * (1/1000)	0,0000006
	Q _{CH2O}	т/скв/год	1325	0,5 * 10,298 * (1/1000)	0,0051
	Q _{CH}	т/скв/год	2754	12 * 10,298 * (1/1000)	0,1236
Исходные данные:				Расход отработ. газов от стац.диз.уст. G_{or} = G_B * (1+1/(f * n * L₃)), где G_B = (1/1000) * (1/3600) * (b * P1 * f * n * L₃)	
Удельный расход топлива на эксп. реж.двиг.(паспорт)	b	г/кВт*ч	212,0		
Коэф.продувки = 1,18	f				
Коэф.изб.воздуха = 1,8	n				
Теор.кол-во возд.для сжиг. 1 кг топлива = 14,3	L ₃	кг воз/кг топл.			
		кг/с	G_{or}	8,7200 * 1E-06 * 212,0 * 176	0,3254
				Объемный расход отр. газов Q_{or} = G_{or} / Y_{or}, где	
		кг/м ³	Y_{or}	Y_{or} = Y_o(при t=0°C)/(1+T_{or}/273), где	0,4946
Удельн. вес отработ. газов	Y _o	кг/м ³	1,31		
Удельн.вес отработ.газов при t = 0°C	T _{or}	°C	450		
Температура отр. газов		м ³ /с	Q_{or}	0,3254 / 0,495	0,657374
				Скорость выхода ГВС из устья ист-ка W = 4 * Q_{or} / πd²	
		м/с	W	4 * 0,657 / 3,14 * 0,2*0,2	20,92

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок.

РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004 г.



Источник №0006 Котельная установка				
№	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм	Кол-во
1	Исходные данные:			
	Время работы	T	час/год	355,31
	Расход дизтоплива	BT	т/год	7,639
			кг/час	21,50
			л/час	25
		BG	г/с	6,0
	Вид топлива - <i>дизтопливо</i>	Ar	%	0,025
		Sr	%	0,3
		NSO2		0,02
		H2S	%	0
2	Низшая теплота сгорания рабочего топлива	QR	ккал/кг	10210
			МДж/кг	42,75
	Расчет:			
	2.1 Оксид углерода			
	$M_{CO}=0,001*BT*C_{CO}*(1-Q_4/100)$	M_{CO}	т/год	0,1061
	$G_{CO}=0,001*BG*C_{CO}*(1-Q_4/100)$	G_{CO}	г/с	0,0833
	Потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива	Q3	%	0,5
	Потери тепла от механической неполноты сгорания	Q4	%	0
	Коэффициент, учитывающий долю потери теплоты вследствие хим. неполноты сгорания топлива	R		0,65
	Выход окиси углерода, кг/т, $CCO = Q_3 * R * QR$	C _{CO}		13,89
2.2	Оксиды азота			
	$MNO=0,001*BT*QR*KNO*(1-B)$	M	т/год	0,01891
	$GNO=0,001*BG*QR*KNO*(1-B)$	G	г/с	0,01485
	где: KNO - кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а)	KNO	кг/1 Гдж	0,0579
	Коэф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений	B		0
	Диоксид азота	M _{NO2}	т/год	0,0151
		G _{NO2}	г/с	0,0119
	Оксид азота	M _{NO}	т/год	0,0025
		G _{NO}	г/с	0,0019
2.3	Углерод (сажа)			
	$M = BT * Ar * F$	Mc	т/год	0,0019
	$G = BG * Ar * F$	Gc	г/с	0,0015
2.4	где: F - коэффициент (табл. 2.1)	F		0,01
	Диоксид серы			
	$MSO_2=0,02*BT*Sr*(1-NSO_2)+0,0188*H_2S*BT$	M_{SO2}	т/год	0,0449
	$GSO_2=0,02*BG*Sr*(1-NSO_2)+0,0188*H_2S*BG$	G_{SO2}	г/с	0,0353

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г. п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час

Код	Примесь	Выбросы, г/с	Выбросы, т/год
301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0,0119	0,0151
304	Азота оксид	0,0019	0,0025
328	Углерод (сажа)	0,0015	0,0019
330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,0353	0,0449
337	Углерод оксид	0,0833	0,1061



Источник №6001. Площадка скважины			
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Количество
Исходные данные:			
Запорно-регулирующая арматура (нефть):			
Расчетная величина утечки (Прил.Б1)	Q	кг/с	0,006588
Расчетная доля уплотн., потер. герметичность (Прил.Б1)	X		0,07
Количество зап.-регул. арматуры	N	шт.	10
Суммарная утечка всех компонентов расч.-ся по формуле: $G = X \cdot Q \cdot N / 3,6$	G	г/с	0,00128
Фланцевые соединения (нефть):			
Расчетная величина утечки (Прил.Б1)	Q	кг/с	0,000288
Расчет. доля уплотн., потер. герметичность (Прил.Б1)	X		0,02
Количество фланцевых соединений	N	шт.	20
Суммарная утечка всех компонентов	G	г/с	0,000032
Время работы площадки			276,00
Расчет:			
$P = G \cdot C / 100$			
$M = P \cdot T \cdot 3600 / 1000000$			
Запорно-регулирующая арматура (нефть):			
Углеводороды C12-C19 (C=100%)		г/с	0,0013
		т/год	0,0013
Фланцевые соединения (нефть):			
Углеводороды C12-C19 (C=100%)		г/с	0,00003
		т/год	0,00003
Общие выбросы:			
Углеводороды C12-C19 (C=100%)		г/с	0,0013
		т/год	0,0013

Список литературы:

1. Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу Министра ООС Республики Казахстан от 29 июля 2011 года № 196-п
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005



Источник №6002. Насос			
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Количество
Исходные данные:			
Насосы с сальниковыми уплотнениями (тяж. у/в):			
Удельный выброс	Q	кг/час	0,03
Количество оборудования	N	шт.	5
Количество одновременно работающего оборудования	NN	шт.	5
Максимально-разовый выброс	G	г/с	0,0417
$G = Q \cdot NN / 3,6$			
Валовый выброс	M	т/год	0,154
$M = Q \cdot N \cdot T / 1000$			
Время работы площадки	T		1024,80
Расчет выбросов:			
Углеводороды C12-19 (C=100%)			
Максимальный разовый выброс, г/с	P = G · C / 100		0,0417
Валовый выброс, т/год	M = M · C / 100		0,1540

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г. п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов. Расчет по пункту Выбросы при работе теплообменной аппаратуры и средств перекачки (табл. 5.4)

Источник №6003. Блок приготовления раствора (узел пересыпки пылящих материалов)										
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во							
			каустическая сода	бентонит	карбонат кальция	бикарбонат натрия	лимонная кислота	цемент	кальция хлорид	хлористый натрий
Исходные данные:										
Время работы	T	час	3,2	13,5	40,4	3,8	1,6	180,3	14,7	70,2
Производительность отгрузки	GMAX	т/час	0,04	0,40	0,40	0,04	0,04	0,40	0,04	0,25
Количество отгружаемого материала	G	т/год	0,128	5,405	16,173	0,150	0,062	72,1	0,587	17,538
Наименование загрязняющего вещества			Натрий гидроксид	Пыль неорг. с содерж SiO 2 70-20%	Кальций карбонат	Натрий гидрокарбонат	Лимонная кислота	Пыль неорг. с содерж SiO 2 70-20%	Кальция хлорид	Натрий хлорид
Код загрязняющего вещества			0150	2908	3119	3153	1580	2908	3123	0152
Расчет:										
g = K1 · K2 · K3 · K4 · K5 · K7 · B · GMAX · 1000000 / 3600										
Объем пылевыведения, где	g	г/с	0,0085	0,0853	0,1707	0,0043	0,0043	0,0853	0,0043	0,0267
Весовая доля пылевой фракции в мат-ле	K1		0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,04	0,03	0,03
Доля пыли, переходящей в аэрозоль	K2		0,03	0,03	0,06	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02
Козэф., учитывающий мест. условия	K4		1	1	1	1	1	1	1	1
Козэф., учитывающий метеорол. условия	K3SR		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Козэф., учитывающий макс. ск-ть ветра	K3		2	2	2	2	2	2	2	2
Козэф., учитывающий влажность мат-ла	K5		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Козэф., учитывающий крупность мат-ла	K7		1	1	1	1	1	1	1	1
Козэф., учитывающий выс. падения мат-ла	B		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Общее пылевыведение	M	т/скв/год	0,0001	0,0025	0,0149	0,00003	0,00001	0,0332	0,0001	0,0040
M = K1 · K2 · K3SR · K4 · K5 · K7 · B · G										
Время работы, ч/год	327,70									

Список литературы:

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников, п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов. Приложение №1 к Приказу Министра ООС Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п



Источник №6004. Емкость для сбора отходов бурения			
Наименование	Обозн.	Ед.изм	Кол-во
Исходные данные:			
Объем емкости	Vж	м ³	25
Удельный выброс загряз. в-в, таб.5.6	q	кг/ч*м ²	0,104
Общая площадь испарения	F	м ²	12,5
Кэф.зависящий от укрытия емкостей	K ₁		0,5
Кэф.коэффициент, учитывающий характер объекта	K ₃		0,11
Время работы	T	час	748,80
Высота емкостей	h	м	2
Расчет:			
Расчет выбросов производится по формуле:	Пр	кг/час	0,0715
$\Pi_i^{\text{о.м.о.}} = F_i \cdot q_i^{\text{нп}} \cdot K_1 \cdot K_3$		г/с	0,0199
Углеводороды C12-C19		т/скв/год	0,0535

Список литературы:

Расчет выбросов ЗВ проведен по "Методике расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии" Приложение №2 к приказу Министра ООС Республики Казахстан от 18.04.2008г. № 100-п
П. 2.3.1.2. Прочие объекты механической очистки. Выбросы вредных веществ от песколовков, прудов, шламонакопителей

Источник №6005. Емкость для сбора нефти			
Наименование	Обозн.	Ед.изм	Кол-во
Исходные данные:			
Объем емкости 50 м ³ - 2 шт.	Vж	м ³	100
Удельный выброс загряз. в-в, таб.5.6	g	кг/ч*м ²	0,104
Общая площадь испарения	F	м ²	50,0
Кэф.зависящий от укрытия емкостей	K ₁₁		0,5
Кэф.коэффициент, учитывающий характер объекта	K ₃		0,11
Время работы	T	час	276,00
Высота емкостей	h	м	2
Расчет:			
Кол-во выбросов производится по формуле:	Пр	кг/час	0,2860
$\Pi_i^{\text{о.м.о.}} = F_i \cdot q_i^{\text{нп}} \cdot K_1 \cdot K_3$		г/с	0,0794
Углеводороды C12-C19		т/скв/год	0,0789

Список литературы:

Расчет выбросов ЗВ проведен по "Методике расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии" Приложение №2 к приказу Министра ООС Республики Казахстан от 18.04.2008г. № 100-п
П. 2.3.1.2. Прочие объекты механической очистки.
Выбросы вредных веществ от песколовков, прудов, шламонакопителей



Источник №6006. Сепаратор			
Наименование	Обозн.	Ед.изм	Кол-во
Исходные данные:			
Объем аппарата	V	м ³	20
Давление в аппарате	P	гПа	1520
Средняя молярная масса паров н/пр.	Мп	г/моль	81
Время работы	T	час.	276,00
Средняя темп. в аппарате	t	К	298
Расчет:			
Кол-во выбросов производится по формуле: $P=0,037 \cdot (P \cdot V / 1011) 0,8 \cdot \sqrt{Mn/T}$	Пр	кг/час	0,2937
Углеводороды C12-C19		г/с	0,0816
		т/скв/год	0,0811

Список литературы:

Расчет выбросов ЗВ проведен по "Сборнику методик по расчету выбросов ВВ в атмосферу различными производствами, Алматы, 1996 г.

п. 5.2.1 От аппаратов, колонн, реакторов и других емкостей, в которых вещества находятся, в основном, в парогазовой фазе

Источник №6007. Емкость хранения дизтоплива			
Максимальные выбросы при сливе нефтепродукта из автоцистерны в резервуар определяются по формуле, г/с: $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600$			0,01000
Годовые выбросы, т/год: $MR = MZAK + MPRR$			0,00553
J - удельный выброс при проливах, г/м ³			50
VSL - Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м ³ /час			16
Выбросы при закачке в резервуары, т/год: $MZAK = (COZ \cdot QOZ + CVL \cdot QVL) / 1000000$			0,00029
Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год: $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) / 1000000$			0,00524
QOZ - количество закач. в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м ³			104,764
QVL - количество закач. в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м ³			104,764
C _{MAX} - максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м ³ (Прил. 15)			2,25
COZ - концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в осенне-зимний период, г/м ³ (Прил. 15)			1,19
CVL - концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в весенне-летний период, г/м ³ (Прил. 15)			1,6
Время работы, ч/год			1096,8
Определяемый параметр	Сероводород	Углеводороды C12-C19	
C _i мас%	0,28	99,72	
M, г/сек	0,00003	0,0100	
G, т/год	0,00002	0,0055	

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005. Расчет по п. 9



Источник №6008. Емкость моторного масла			
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во
Исходные данные:			
Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар	VSL	м ³ /час	3
Общий расход масла	В _{оз}	т	5,971
		м ³	6,420
Кол-во закачиваемого в резервуар нефтепр-та в осенне-зимний и весенне-летний периоды	QOZ	м3/период	3,210
	QVL	м3/период	3,210
Плотность масла	ρ	т/м ³	0,93
Удельный выброс при проливах	J	г/м3	12,5
Концентрация паров нефтепродукта в емкости	CMAX	г/м ³	0,24
Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в осенне-зимний и весенне-летний периоды года (Прил. 15)	COZ	г/м ³	0,15
	CVL	г/м ³	0,15
Время работы	T	час	1096,80
Расчет выбросов масла минерального (2735)			
Выбросы при закачке в рез-р, $MZAK = (COZ \cdot QOZ + CVL \cdot QVL) / 10^6$		0,0000010	т/скв/год
Выбросы паров нефтепр-та при проливах, $MPRR = 0,5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) / 10^6$		0,000040	т/скв/год
Максимальный выброс, $GR = (CMAX \cdot VSL) / 3600$		0,00020	г/сек
Валовый выброс, $MR = MZAK + MPRR$		0,00004	т/скв/год

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005. Расчет по п. 9

Источник №6009. Емкость отработанного масла			
Наименование	Обозн.	Ед.изм	Кол-во
Исходные данные:			
Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар	VSL	м ³ /час	3
Общий расход масла	В _{оз}	т	4,478
		м ³	4,82
Кол-во закачиваемого в резервуар нефтепр-та в осенне-зимний и весенне-летний периоды	QOZ	м3/период	2,410
	QVL	м3/период	2,410
Плотность масла	ρ	т/м ³	0,93
Удельный выброс при проливах	J	г/м3	12,5
Концентрация паров нефтепродукта в емкости	CMAX	г/м ³	0,24
Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в осенне-зимний и весенне-летний периоды года (Прил. 15)	COZ	г/м ³	0,15
	CVL	г/м ³	0,15
Время работы	T	час	1096,8
Расчет выбросов масла минерального (2735)			
Выбросы при закачке в рез-р, $MZAK = (COZ \cdot QOZ + CVL \cdot QVL) / 10^6$		0,0000007	т/скв/год
Выбросы паров нефтепр-та при проливах, $MPRR = 0,5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) / 10^6$		0,000030	т/скв/год
Максимальный выброс, $GR = (CMAX \cdot VSL) / 3600$		0,0002	г/сек
Годовой выброс, $MR = MZAK + MPRR$		0,00003	т/скв/год

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005. Расчет по п. 9



Источник №6010. Установка подачи топлива					
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
Исходные данные:					
Кол-во дизтоплива, поступившего на установку	VNP0	т	180,193		
Объем дизтоплива, поступившего на установку	VNP	м ³	209,527		
Производительность закачки	V0	м ³ /час	16		
Объем газозооушной смеси	V1	м ³ /с	0,00444		
Максимальная концентрация паров углеводородов	C	г/м ³	5		
Удельные потери нефтепродукта	QT	т/м ³	20		
Время работы	T	час	13,1		
Расчет выбросов:					
Количество выбросов рассчитывается по формуле:	G	г/с	$G = V1 \cdot C$		0,0222
	M	т/скв/год	$M = VNP \cdot QT \cdot 0.000001$		0,0042

Идентификация состава выбросов:

Определяемый параметр	Сероводород	Углеводороды C12-C19
C_i мас%	0,28	99,72
M, г/сек	0,00006	0,02214
G, т/год	0,00001	0,00419

Список литературы:

Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами. Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г. п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов. Расчет по пункту 5.3.2. При наливе в транспортные средства



Источник №6011. Сварочный пост. Ручная дуговая сварка					
Наименование, формула	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
Исходные данные:					
Кол-во электродов УОНИ 13/55	n	кг	60,0		
Уд. выброс оксидов железа	q	г/кг	13,90		
Уд. выброс марганца и его соедин.	q	г/кг	1,09		
Уд. выброс пыли неорганической	q	г/кг	1,00		
Уд. выброс фтор-тых соединений	q	г/кг	0,93		
Уд. выброс диоксида азота	q	г/кг	2,7		
Уд. выброс оксидов углерода	q	г/кг	13,3		
Уд. выброс фторидов	q	г/кг	1,0		
Макс. расход сварочных материалов	B	кг/час	1,2		
Время работы	t	час	72,0		
Расчет:					
Количество выбросов ЗВ (т/год)	Q_{FeO}	г/сек	$13,90 * 1,2 / 3600$		0,0046
рассчитывается по формуле:		т/скв/год	$60,0 * 13,90 / 10^6$		0,0008
$Q = q * n / 10^6$	Q_{MnO}	г/сек	$1,09 * 1,2 / 3600$		0,0004
где:		т/скв/год	$60,0 * 1,09 / 10^6$		0,0001
q- удельный выброс ЗВ	Q_{NO2}	г/сек	$2,70 * 1,2 / 3600$		0,0009
n-расход электродов, кг		т/скв/год	$60,0 * 2,70 / 10^6$		0,0002
1000000 - коэф.перевода в тонны	Q_{CO}	г/сек	$13,30 * 1,2 / 3600$		0,0044
Количество выбросов ЗВ (г/с):		т/скв/год	$60,0 * 13,30 / 10^6$		0,0008
$G = q \cdot B / 3600$	Q_{HF}	г/сек	$0,93 * 1,2 / 3600$		0,0003
		т/скв/год	$60,0 * 0,93 / 10^6$		0,0001
	Q_F	г/сек	$1,00 * 1,2 / 3600$		0,0003
		т/скв/год	$60,0 * 1,00 / 10^6$		0,0001
	$Q_{пыль}$	г/сек	$1,00 * 1,2 / 3600$		0,0003
	неорг	т/скв/год	$60,0 * 1,00 / 10^6$		0,0001

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005



Источник №6012. Газорезка			
Наименование	Обозн.	Ед.изм	Кол-во
Исходные данные:			
Толщина разрезаемого материала	L	мм	10
Уд.выброс оксидов марганца	q	г/ч	1,9
Уд. выброс оксид железа	q		129,1
Уд.выброс оксида углерода	q		63,4
Уд.выброс диоксида азота	q		64,1
Время работы	T	час	5,0
Расчет:			
Количество выбросов ЗВ (т/год):	G_{FeO}	г/с	0,0359
от газорезки составит:	Q_{FeO}	т/скв/год	0,0006
$Q = q * T / 10^6$	G_{MnO}	г/с	0,0005
	Q_{MnO}	т/скв/год	0,00001
	G_{NO2}	г/с	0,0178
Количество выбросов ЗВ (г/с):	Q_{NO2}	т/скв/год	0,0003
$G = q / 3600$	G_{CO}	г/с	0,0176
	Q_{CO}	т/скв/год	0,0003

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005



Источник №6013. ДВС автотранспорта				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчет	Результат
Исходные данные:				
Число работающей техники	N	шт.	3	
Время работы машин с дизельным ДВС	t	час/год	596,40	
Выбросы ЗВ				
Диоксид азота (коэф.трансф. - 0,8)	K _{NO2}	кг/т	32,0	
Оксид азота (коэф.трансф. - 0,13)	K _{NO}	кг/т	5,20	
Сажа (углерод черный)	K _C	кг/т	15,5	
Сернистый газ	K _{SO2}	кг/т	20,0	
Оксид углерода	K _{CO}	кг/т	100,0	
Бенз(а)пирен	K _{бенз.}	кг/т	0,00032	
Углеводороды	K _{CH}	кг/т	30,0	
Расчет:				
Максимальный выброс:	M	г/сек	$M = 0,013 * K * N * 1000/3600$	
	M _{NO2}	0301		0,3467
	M _{NO}	0304		0,0563
	M _C	0328		0,1679
	M _{SO2}	0330		0,2167
	M _{CO}	0337		1,0833
	M _{бенз(а)}	0703		0,000003
	M _{CH}	2754		0,3250
Валовый выброс:	g	т/год	$g = 0,013 * K * t * N/ 1000$	
	g _{NO2}	0301		0,2481
	g _{NO}	0304		0,0403
	g _C	0328		0,1202
	g _{SO2}	0330		0,1551
	g _{CO}	0337		0,7753
	g _{бенз(а)}	0703		0,000002
	g _{CH}	2754		0,2326

Список литературы:

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №8 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-п



1.2 Расчеты выбросов при эксплуатации новых скважин

Источники №№7001-7005. Площадка газовой скважины (неплотности ЗРА,ФС)

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	g - величина утечки потока (таб.6.2), кг/час	x- доля уплотнений на потоке, потерявших герметичность (таб.6.2), д.е.	Результат
1	2	3	4	5	6
<u>Исходные данные:</u>					
Количество выбросов:					
газ:					
запорно-регулирующая арматура (ЗРА)	Пзра		0,020988	0,293	
фланцевые соединения (ФС)	Пф		0,000720	0,03	
Количество ЗРА	пзра	шт			11
Количество ФС	пф	шт			22
<u>Расчет:</u>					
$M_{HV} = \sum_{j=1}^l M_{Hj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{Hj} \times x_i \times x_{HM} \times c_{ji}$ 0415 Углеводороды C1-C5		кг/час г/с т/год			0,0681 0,0189 0,5966

Расчет представлен на 1 источник выброса.

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов (Приказ МОС РК от 29 июля 2011 года № 196-п).
Расчет проведен по п.6.3.



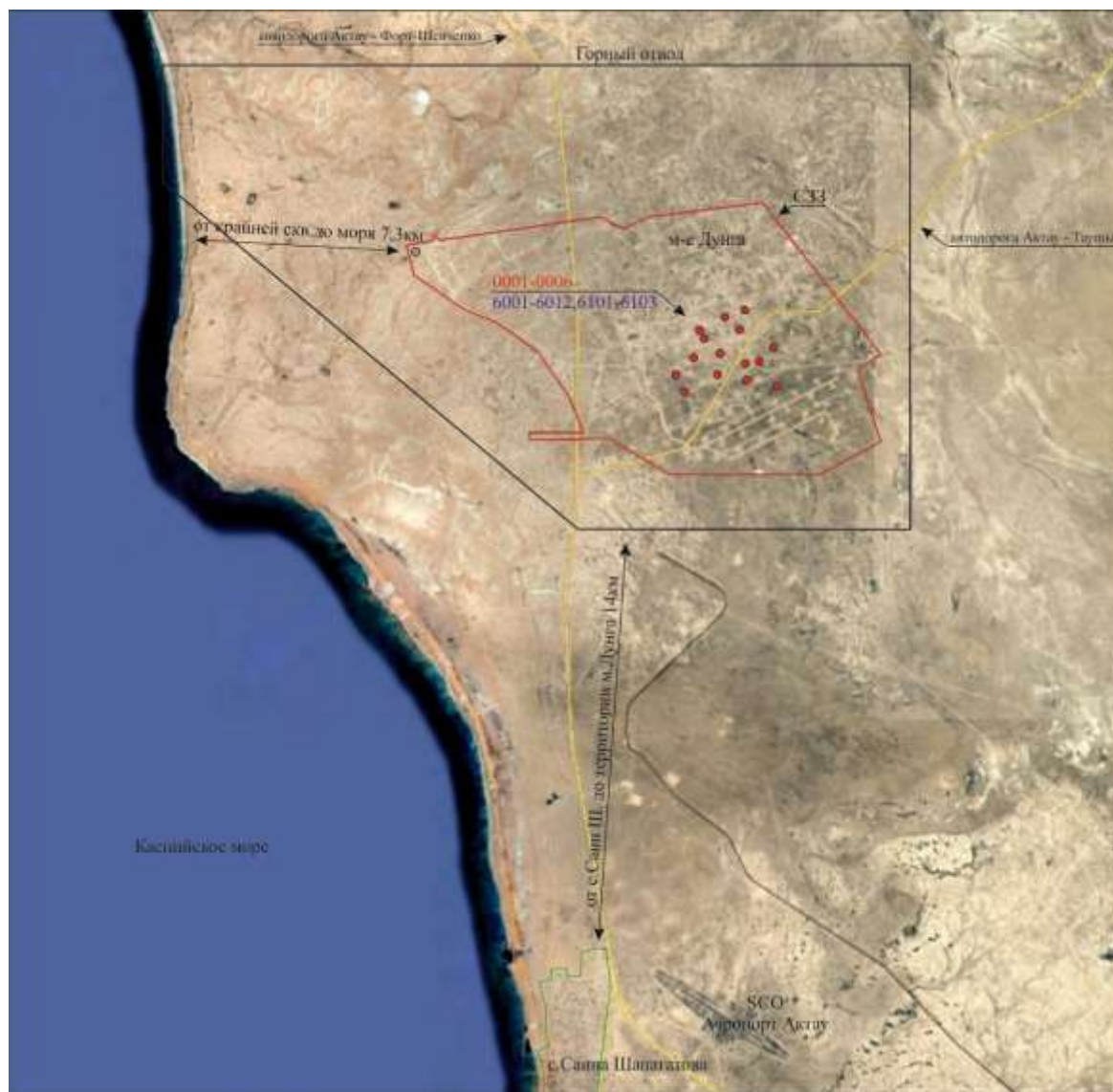
Источники №№ 7006-7068. Расчет выбросов от неорганизованных источников

"Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов", приказ Министра ООС РК от 29 июля 2011 года № 196-ө

№ п.п	Наименование	Обозн.	Един. изм.	Количество		Пл-ка нефтяной скважины на 1 скв
				Расчет. вел-на утечки	Расчет. доля упл. потер. герм.	
1	Исходные данные:					
	ЗРА:					
	тяжелые УВ	Пзн	кг/час	0,0066	0,070	
	на легкие УВ	Пзк	кг/час	0,012996	0,365	
	газовая среда	Пзг	кг/час	0,0210	0,293	
	ФС:					
	тяжелые УВ	Пфн	кг/час	0,00028	0,020	
	на легкие УВ	Пфк	кг/час	0,00038	0,050	
	газовая среда	Пфг	кг/час	0,00073	0,030	
	ПК					
	тяжелые УВ	Ппн	кг/час	0,111	0,350	
	на легкие УВ	Ппк	кг/час	0,084	0,250	
	газовая среда	Ппг	кг/час	0,136	0,460	
2	Время работы		час/год			8760
	Легкие УВ:					
	Количество ЗРА		шт			6
	Количество ФС		шт			12
	Количество ПК		шт			
2	Расчет:	Результаты расчета				
	нефть:					
	$Y = n_{\text{зр}} * 0,013 * 0,365 + n_{\text{ф}} * 0,00038 * 0,05 + n_{\text{пк}} * 0,084 * 0,25$		кг/час			0,0287
			г/с			0,0080
3			т/год			0,2514
			% (нефть)			
0415	Углеводороды C1-C5		72,46		г/с	0,0058
					т/год	0,1822
0416	Углеводороды C6-C10		27,54		г/с	0,0022
					т/год	0,0692



ПРИЛОЖЕНИЕ 2. КАРТА-СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДУНГА С ИСТОЧНИКАМИ ВОЗДЕЙСТВИЯ (ВЫБРОСОВ), ГРАНИЦЕЙ СЗЗ И ЖИЛОЙ ЗОНОЙ



ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ЛИЦЕНЗИЯ НА ПРИРОДООХРАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ, НОРМИРОВАНИЕ



21033550



ЛИЦЕНЗИЯ

15.12.2021 года

02354P

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

205H9E8, Республика Казахстан, г. Нур-Султан, улица Даямұхамед Қонаев, здание № 8
 БИН: 140340010451

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

Абдуллин Айдар Сейсенбекович

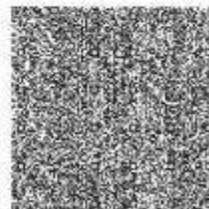
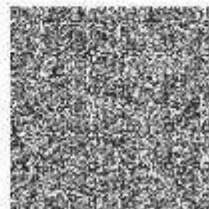
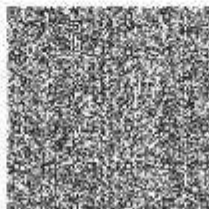
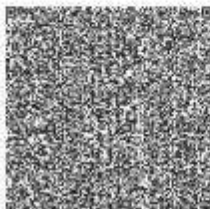
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 16.01.2015

Срок действия
лицензии

Место выдачи

г. Нур-Султан





ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02354Р

Дата выдачи лицензии 15.12.2021 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

205H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Динисхамед Қонаев, здание № 8, БИН: 140340010451

(полное наименование, место нахождения, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер физического или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью: фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

001

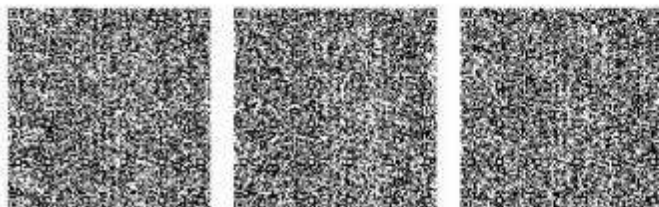
Срок действия

Дата выдачи приложения

15.12.2021

Место выдачи

г.Нур-Султан



Дата: 24.01.2019

ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ
БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІ



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

КОМИТЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ

010000, Астана қ., Орынбор к., 8
«Министратер ұйы», 14 кәсіберіс
Тел.: 8(7172) 74-00-69, 8(7172)74-68-55

010000, г. Астана, ул. Орынбор, 8
«Дом министерства», 14 подъезд
Тел.: 8(7172) 74-00-09, 8(7172) 74-08-56

44

Филнал
"Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ"
в Республике Казахстан"

Заключение государственной экологической экспертизы на Проект
разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2018 г. с
ПредОВОС

Заказчик: Филиал Компании "Маерск Ойл Казахстан ГмбХ"

Разработчик: АО «НИПИнефтегаз»

На рассмотрение государственной экологической экспертизы представлены:

1. проект
2. проект предОВОС
3. дополнительные материалы

Материалы представлены за № KZ36RCP00073018

Общие сведения

Компания «Маерск Ойл Казахстан ГмбХ/Total» осуществляет добычу и подготовку нефти на месторождении Дунга. Территория месторождения Дунга административно расположена в Западном Казахстане, в Тупкараганском районе Мангистауской области в 7,5 км от акватории Каспийского моря.

Ближайшими населенными пунктами являются поселки Сайын и Аяшкур, отстоящие от месторождения на расстоянии 25 и 32 км соответственно. Расстояние до областного центра г. Актау составляет 47 км, с которым месторождение связано асфальтированной дорогой. Лицензируемая площадь месторождения Дунга составляет 1985,8 га.

Непосредственно в районе месторождения Дунга находится промысловая подстанция энергопередающей организации АО «МРЭК» с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью по 10 МВт.

Ближайший нефтепровод Каламкас-Актау находится на расстоянии 18 км от восточного контура месторождения. Ближайшие действующие нефтяные месторождения расположены на расстоянии 120 км.

В пределах горного отвода месторождения и его окрестностях отсутствуют здания и сооружения гражданского назначения, сельскохозяйственные и лесные угодья.

В рамках утвержденной «Программы развития переработки попутного газа на этапе промышленной разработки месторождения Дунга на 2017-2019 гг.» (Протокол №1 РГ МЭ

судит КР 2003 жылғы 7 қаңтардағы «Электронды құжат және электронды цифрлық қол қойы» туралы заңын 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қабылдаған. Электронды құжат және айқынсыз қол қойының қолданылуы Электронды құжат туралы заңның www.akzhan.kz порталындағы тіркесімді арқылы, нұсқаумен сәйкесінше пункт 1 статья 7 ЖК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" выношенном на рассмотрение. Электронный документ сформирован на портале www.akzhan.kz. Проверить подлинность электронного документа можно www.akzhan.kz.



373

**ПРИЛОЖЕНИЕ 5. СПРАВКА О ФОНОВЫХ КОНЦЕНТРАЦИЯХ ЗВ В
АТМОСФЕРНОМ ВОЗДУХЕ**

«ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК

КАЗАҚСТАН
РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ,
ЖӘНЕ ТАБИҒИ
РЕСУРСТАР
МИНИСТРЛІГІ

РГП «КАЗГИДРОМЕТ»

МИНИСТЕРСТВО
ЭКОЛОГИИ И
ПРИРОДНЫХ
РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

26.09.2025

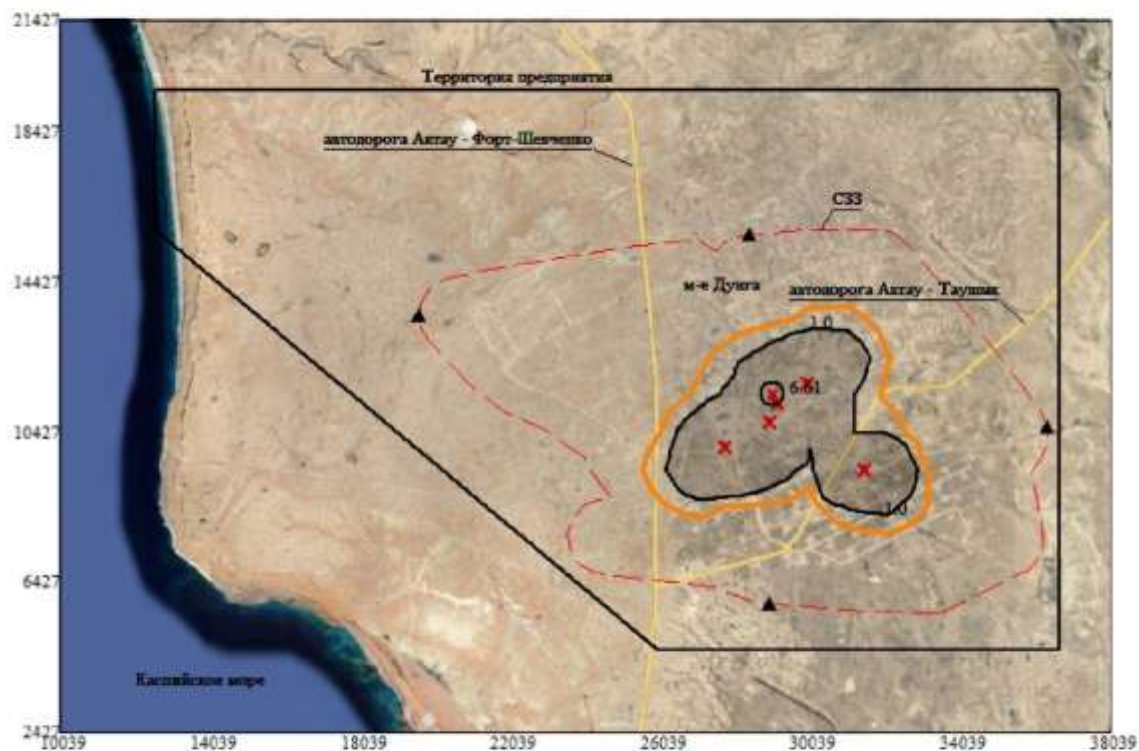
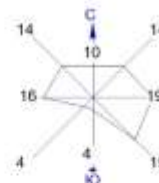
1. Город -
2. Адрес - **Мангистауская область, Тупкараганский район, Акшукурский сельский округ**
4. Организация, запрашивающая фон - **Филиал «Dunga Operating GmbH» в г. Актау**
5. Объект, для которого устанавливается фон - **месторождение Дунга**
6. Разрабатываемый проект - **Проект разработки месторождения Дунга**
Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: **Азота диоксид,**
7. **Взвеш.в-ва, Диоксид серы, Углерода оксид, Азота оксид, Сероводород, Углеводороды, Формальдегид,**

В связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в Мангистауская область, Тупкараганский район, Акшукурский сельский округ выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.



ПРИЛОЖЕНИЕ 6. ОЦЕНКА РИСКОВ ЗДОРОВЬЮ НАСЕЛЕНИЯ

Город : 150 м-е Дунга
 Объект : 0001 Проект разработки месторождения Дунга Вар.№ 1
 ПК ЭРА v4.0, Модель: С33 по рискам (неканцерогенное острое воздействие)
 RSzz С33 по рискам (неканцерогенное острое воздействие)



Условные обозначения:
 — Территория предприятия
 — Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 — Граница области воздействия
 * Расчётные точки, группа N 90
 ⊞ Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

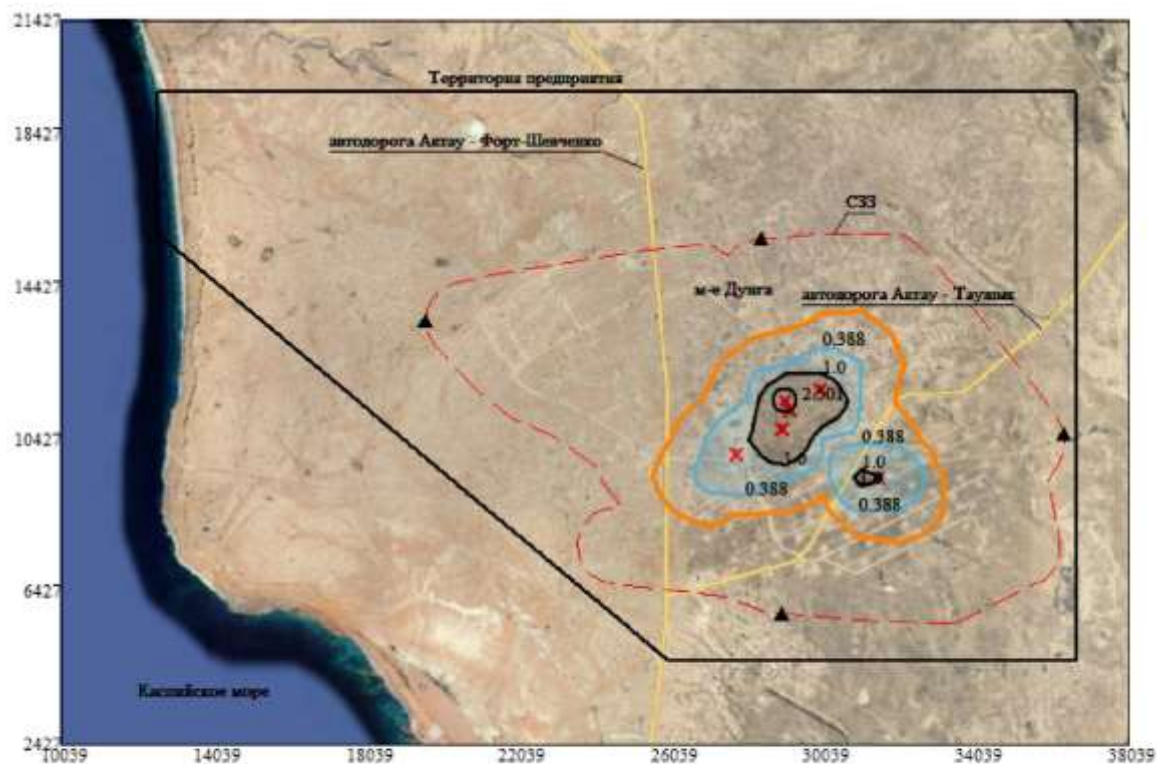
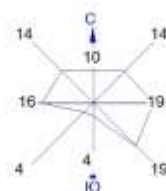
Уровень рисков по С33
 — 1.0

0 1510 4530м.
 Масштаб 1:151000

Макс. уровень индекса опасности достигается в точке х= 29039 у= 11427
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 28000 м, высота 19000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 29*20



Город : 150 м-е Дунга
 Объект : 0001 Проект разработки месторождения Дунга Вар.№ 1
 ПК ЭРА v4.0, Модель: Риск неблагоприятных эффектов при острых воздействиях
 R024 Орган: глаза



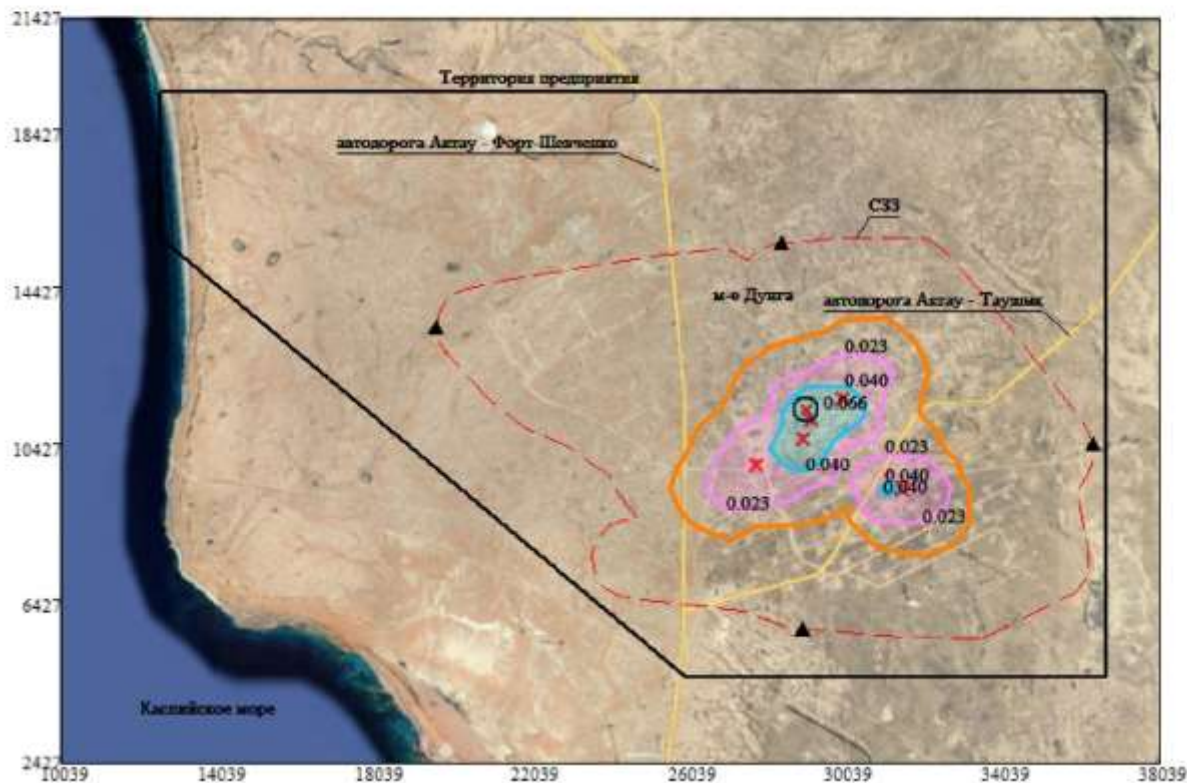
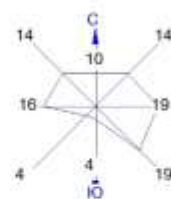
Условные обозначения:
 — Территория предприятия
 — Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 — Граница области воздействия
 • Расчётные точки, группа N 90
 ⊗ Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Уровни рисков неблагоприятных эффектов при острых воздействиях
 0.388
 1.0
 Масштаб 1:151000

Макс. уровень индекса опасности достигается в точке $x = 29039$ $y = 11427$
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 28000 м, высота 19000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 29*20



Город : 150 м-е Дунга
 Объект : 0001 Проект разработки месторождения Дунга Вар.№ 1
 ПК ЭРА v4.0, Модель: Риск неблагоприятных эффектов при острых воздействиях
 R014 Орган: развитие



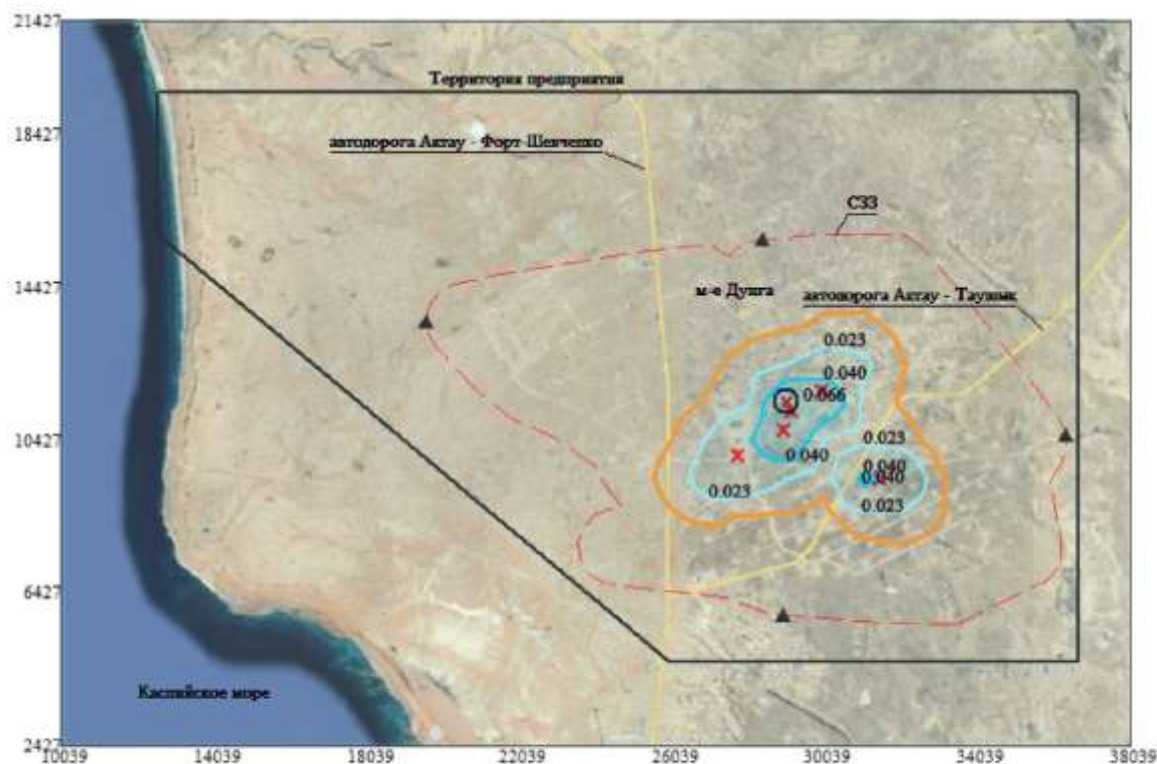
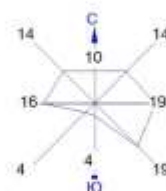
Условные обозначения:
 — Территория предприятия
 — Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 — Граница области воздействия
 ▲ Расчётные точки, группа N 90
 ⊗ Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Уровни рисков неблагоприятных эффектов при острых воздействиях
 0.023
 0.040
 Масштаб 1:151000

Макс. уровень индекса опасности достигается в точке $x=29039$ $y=11427$
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 28000 м, высота 19000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 29*20



Город : 150 м-е Дунга
 Объект : 0001 Проект разработки месторождения Дунга Вар.№ 1
 ПК ЭРА v4.0, Модель: Риск неблагоприятных эффектов при острых воздействиях
 R013 Орган: сердечно-сосудистая система



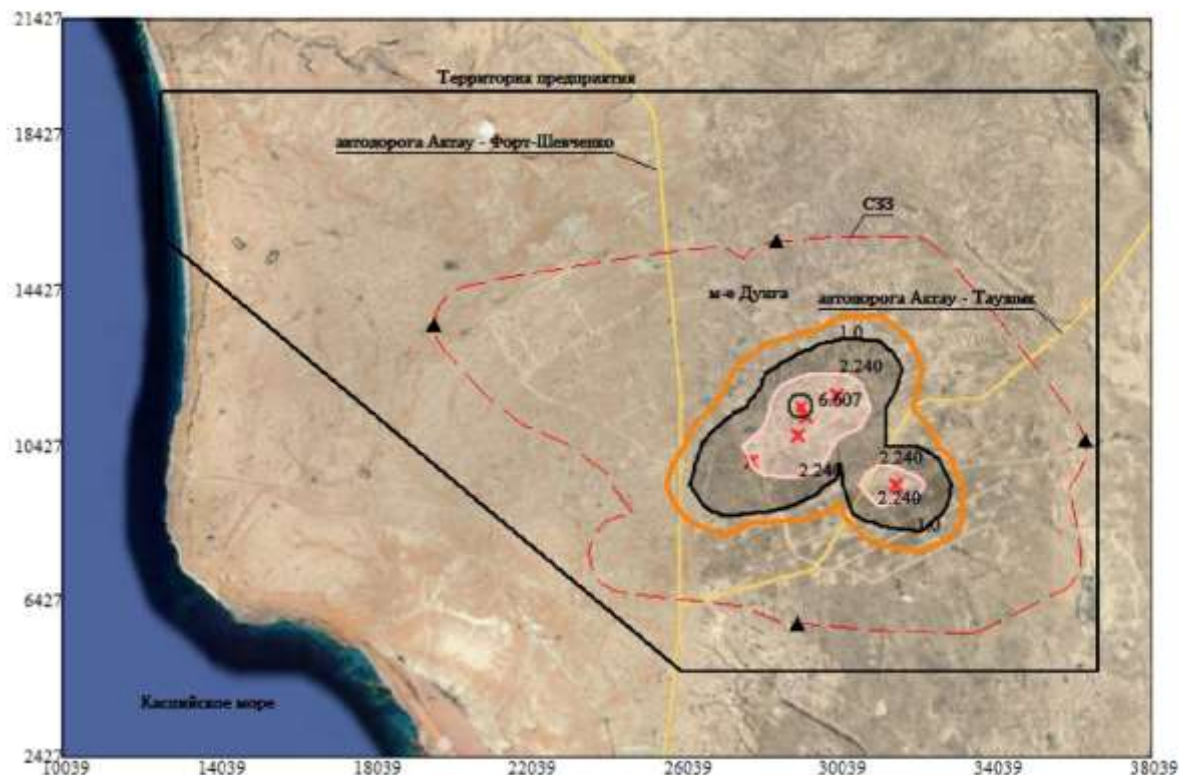
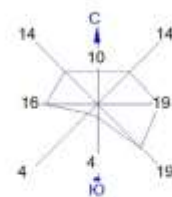
Условные обозначения:
 — Территория предприятия
 — Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 — Граница области воздействия
 ▲ Расчётные точки, группа N 90
 ⊗ Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Уровни рисков неблагоприятных эффектов при острых воздействиях
 0.010
 0.023
 0.040
 Масштаб 1:151000

Макс. уровень индекса опасности достигается в точке х= 29039 у= 11427
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 28000 м, высота 19000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 29*20



Город : 150 м-е Дунга
 Объект : 0001 Проект разработки месторождения Дунга Вар.№ 1
 ПК ЭРА v4.0, Модель: Риск неблагоприятных эффектов при острых воздействиях
 R002 Орган: органы дыхания



Условные обозначения:
 — Территория предприятия
 — Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 — Граница области воздействия
 ▲ Расчётные точки, группа N 90
 ⊗ Максим. значения концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Уровни рисков неблагоприятных эффектов при острых воздействиях
 1.0
 2.240
 Масштаб 1:151000

Макс. уровень индекса опасности достигается в точке х= 29039 у= 11427
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 28000 м, высота 19000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 29*20



**ОЦЕНКА РИСКА ДЛЯ ЗДОРОВЬЯ НАСЕЛЕНИЯ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ
ХИМИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ, ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ.**

Объект: *0001, Проект разработки месторождения Дунга*

Базовый расчетный год: **2025** Расчетный год: **2025** Режим: **1-Основной**

Исходные данные :

Острое неканцерогенное воздействие рассчитано по максимальным концентрациям З/В,
полученным из расчета загрязнения атмосферного воздуха (МРК-2014 краткосрочная)

Список литературы

1. Экологический Кодекс РК (ст. 24, 41, 82 и др.)
2. "Методика оценки рисков негативного воздействия окружающей среды на состояние здоровья населения ", Приложение к приказу Министра здравоохранения РК от 14.05.2020 №304
3. Оценка риска воздействия на здоровье населения химических факторов окружающей среды. Алматы, 2004. 42 с.
4. "Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий", Приложение 12 "Методических документов в области охраны окружающей среды", утвержденные приказом МОСВР от 12.06.2014 г. № 221-Г (методика дублирует РНД 211.2.01.01-97, ОНД-86)
5. Методика определения размеров санитарно-защитной зоны для добывающих, подготавливающих и перерабатывающих комплексов нефтегазовой отрасли, утверждена Приказом Председателя Комитета Государственного санитарно-эпидемиологического надзора РК от 15 октября 2010 №265
6. СП «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» (Утверждены постановлением Правительства РК 20 марта 2015 года № 237)
7. С.Л. Авалиани, М.М. Андрианова, Е.В. Печенников, О.В. Пономарева Окружающая среда. Оценка риска для здоровья (мировой опыт)/International Institute for Health Risk Assessment, Консультативный Центр по Оценке Риска - Изд-е 2-е. - М., 1997. - 159 с.
8. Киселев А.В., Фридман К.Б. Оценка риска здоровью. Подходы к использованию в медико-экологических исследованиях и практике управления качеством окружающей среды. Методическое издание. С-П., 1997. - 104 с.
9. Новиков С.М., Авалиани С.Л., Андрианова М.М., Пономарева О.В. Окружающая среда. Оценка риска для здоровья. Основные элементы методологии (Пособие для семинаров)/Консультативный центр по оценке риска. Гарвардский институт международного развития. Институт устойчивых сообществ. - М., 1998 г. - 119с.



- 10.Большаков А.М., Крутько В.Н., Пуцилло Е.В. Оценка и управление рисками влияния окружающей среды на здоровье населения. - М.1999 г. - 254 с.
- 11.Окружающая среда и здоровье населения ч.3. «Результаты эпидемиологических исследований по количественному определению воздействия факторов окружающей среды на здоровье населения».
- 12.Онищенко Г.Г., Новиков С.М., Рахманин Ю.А., Авалиани С.Л., Буштуева К.А. Основы оценки риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих окружающую среду/Под редакцией Рахманина Ю.А., Онищенко Г.Г. - М.:НИИЭС и ГОС. - 2002. - 408с.
- 13.Новиков С.М. Химическое загрязнение окружающей среды: основы оценки риска для здоровья населения. М. 2002. - 24 с.
- 14.Руководство по оценке риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих окружающую среду Р 2.1.10.1920-04.
- 15.Оценка риска воздействия на здоровье населения химических факторов окружающей среды. - Алматы,2004. - 42 с.
- 16.Приказ Председателя Комитета ГСЭН N117 от 28 декабря 2007 г.
- 17.Руководство по оценке риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих ОС Р 2.1.10.1920-04. Органы-мишени - по данным МАИР.
- 18.Перечень актуализированных показателей, наиболее часто используемых для оценки риска при хроническом ингаляционном воздействии. №08ФЦ/2363 от 08.06.2012

1. Расчетная зона: граница санзоны, № 01 (Санитарно-защитные зоны, группа N 01)

1.1. Идентификация опасности

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
(ранжирование по вкладу выброса)

Таблица 1.1.1.

№ ранга	Наименование загрязняющего вещества	CAS	Используемые критерии , мг/ м ³				Класс опасности	Суммар- ный выб- рос, т/год	Доля вы- броса, %
			ПДКм.р.	ПДКс.с.	ПДКс.г.	ОБУВ			
1	[0301] Азота диоксид	10102-44-0	0,2	0,04	-	0	2	24,441	36
2	[0337] Углерод оксид	630-08-0	5	3	-	0	4	19,722	29
3	[2754] Алканы C12-19		1	0	-	0	4	10,6235	16
4	[0330] Сера диоксид	7446-09-5	0,5	0,05	-	0	3	5,35	8
5	[0304] Азот оксид	10102-43-9	0,4	0,06	-	0	3	3,9715	6
6	[0328] Углерод	1333-86-4	0,15	0,05	-	0	3	1,33	2
7	[2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1	-	0	3	1,147	2
8	[1325] Формальдегид	50-00-0	0,05	0,01	-	0	2	0,35	1



9	[3119] Кальций карбонат	471-34-1	0,5	0,15	-	0	3	0,0745	0
10	[0152] Натрий хлорид	7647-14-5	0,5	0,15	-	0	3	0,02	0
11	[0143] Марганец и его соединения	7439-96-5	0,01	0,001	-	0	2	0,00055	0
12	[0344] Фториды неорганические плохо растворимые	7784-18-1	0,2	0,03	-	0	2	0,0005	0
13	[0342] Фтористые газообразные соединения	7664-39-3	0,02	0,005	-	0	2	0,0005	0
14	[0150] Натрий гидроксид	1310-73-2	0	0	-	0,01	-	0,0005	0
15	[0333] Сероводород	7783-06-4	0,008	0	-	0	2	0,00015	0
16	[1580] 2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота	77-92-9	0,1	0	-	0	3	0,00005	0
	Всего :							67,03175	100

Характеристика выбросов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Таблица 1.1.2.

№ п/п	Класс опасности	Количество выбрасываемых веществ	Суммарный выброс, т/год	Доля выброса, %
1	2	6	24,7927	37
2	3	7	11,89305	18
3	4	2	30,3455	45
4	ОБУВ	1	0,0005	0
	Всего :	16	67,03175	100

Сведения о показателях опасности развития неканцерогенных эффектов при остром воздействии химических веществ

Таблица 1.1.3.

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	CAS	Cmax (max раз), мг/м³	ARFC, мг/м³	ПДКм.р, мг/м³	Критические органы воздействия	Источник данных
1	[0143] Марганец и его соединения	7439-96-5	0,000012	-	0,01		[16]
2	[0333] Сероводород	7783-06-4	0,000008	0,1	0,008	органы дыхания	[15,16]
3	[1325] Формальдегид	50-00-0	0,001553	0,048	0,05	органы дыхания, глаза	[16]



4	[0344] Фториды неорганические плохо растворимые	7784-18-1	0,000004	-	0,2		[17]
5	[0150] Натрий гидроксид	1310-73-2	0,000499	0,005	0	органы дыхания, глаза	[17]
6	[0301] Азота диоксид	10102-44-0	0,106684	0,47	0,2	органы дыхания	[15,16]
7	[3119] Кальций карбонат	471-34-1	0,002345	-	0,5		
8	[2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,024979	-	0,3		[17]
9	[1580] 2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота	77-92-9	0,000095	-	0,1		
10	[0342] Фтористые газообразные соединения	7664-39-3	0,000018	0,25	0,02	органы дыхания	[15]
11	[0330] Сера диоксид	7446-09-5	0,023922	0,66	0,5	органы дыхания	[15]
12	[0328] Углерод	1333-86-4	0,002942	-	0,15		[16]
13	[0304] Азот оксид	10102-43-9	0,018772	0,72	0,4	органы дыхания	[16]
14	[0152] Натрий хлорид	7647-14-5	0,000367	-	0,5		
15	[2754] Алканы C12-19		0,207816	-	1		
16	[0337] Углерод оксид	630-08-0	0,33344	23,0	5	сердечно-сосудистая система, развитие	[15,16]

Примечание: ARfC - референтная концентрация при остром воздействии.

Химические вещества, проанализированные на этапе идентификации опасности

Таблица 1.1.4.

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	CAS	Причина включения в список	Причина исключения из списка
1	[0328] Углерод	1333-86-4	расчет по ПДК _{мр}	
2	[1325] Формальдегид	50-00-0	расчет по ARfC	
3	[0143] Марганец и его соединения	7439-96-5	расчет по ПДК _{мр}	
4	[0333] Сероводород	7783-06-4	расчет по ARfC	
5	[0344] Фториды неорганические плохо растворимые	7784-18-1	расчет по ПДК _{мр}	
6	[0150] Натрий гидроксид	1310-73-2	расчет по ARfC	
7	[0301] Азота диоксид	10102-44-0	расчет по ARfC	
8	[3119] Кальций карбонат	471-34-1	расчет по ПДК _{мр}	



9	[2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		расчет по ПДКмр	
10	[1580] 2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота	77-92-9	расчет по ПДКмр	
11	[0342] Фтористые газообразные соединения	7664-39-3	расчет по ARfC	
12	[0330] Сера диоксид	7446-09-5	расчет по ARfC	
13	[0304] Азот оксид	10102-43-9	расчет по ARfC	
14	[0152] Натрий хлорид	7647-14-5	расчет по ПДКмр	
15	[2754] Алканы C12-19		расчет по ПДКмр	
16	[0337] Углерод оксид	630-08-0	расчет по ARfC	

Ранжирование загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Загрязнители неканцерогены острого воздействия

Таблица 1.1.5.

Наименование загрязняющего вещества	CAS	Выброс, т/год	Гигиенические нормативы								Референтные нормативы				
			ПДКм.р, мг/м³	ПДКс.с, мг/м³	ПДКс.г, мг/м³	ОБУВ, мг/м³	Весовой коэфф. TW	Индекс HRI	Вклад в HRIc, %	№ ранга	ARFC, мг/м³	Весовой коэфф. TW	Индекс HRI	Вклад в HRIc, %	№ ранга
[0150] Натрий гидроксид	1310-73-2	0,001	-	-	-	0,01	1000	0,1	28,56	1	0,005	1000	0,1	79,87	1
[0333] Сероводород	7783-06-4	0,0	0,008	-	-	-	1000	0,1	28,56	3	0,1	100	0,01	7,99	2
[1325] Формальдегид	50-00-0	0,35	0,05	0,01	-	-	100	0,01	2,86	4	0,048	100	0,01	7,99	3
[0301] Азота диоксид	10102-44-0	24,441	0,2	0,04	-	-	10	0,002	0,57	8	0,47	10	0,002	1,60	4
[0342] Фтористые газообразные соединения	7664-39-3	0,001	0,02	0,005	-	-	100	0,01	2,86	7	0,25	10	0,001	0,80	5
[0330] Сера диоксид	7446-09-5	5,35	0,5	0,05	-	-	10	0,001	0,29	12	0,66	10	0,001	0,80	6
[0304] Азот оксид	10102-43-9	3,972	0,4	0,06	-	-	10	0,001	0,29	13	0,72	10	0,001	0,80	7
[0337] Углерод оксид	630-08-0	19,722	5,0	3,0	-	-	1	0,0002	0,06	16	23,0	1	0,0002	0,16	8
[1580] 2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота	77-92-9	0,0	0,1	-	-	-	100	0,01	2,86	5	-	-	-		-
[2754] Алканы C12-19		10,624	1,0	-	-	-	10	0,002	0,57	9	-	-	-		-
[0328] Углерод	1333-86-4	1,33	0,15	0,05	-	-	100	0,01	2,86	6	-	-	-		-



[0143] Марганец и его соединения	7439-96-5	0,001	0,01	0,001	-	-	1000	0,1	28,56	2	-	-	-	-
[2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		1,147	0,3	0,1	-	-	10	0,001	0,29	10	-	-	-	-
[0152] Натрий хлорид	7647-14-5	0,02	0,5	0,15	-	-	10	0,001	0,29	14	-	-	-	-
[0344] Фториды неорганические плохо растворимые	7784-18-1	0,001	0,2	0,03	-	-	10	0,001	0,29	15	-	-	-	-
[3119] Кальций карбонат	471-34-1	0,075	0,5	0,15	-	-	10	0,001	0,29	11	-	-	-	-
Всего :								0,3502	100,00				0,1252	100,00

1.2. Оценка риска неканцерогенных эффектов при острых воздействиях

При ингаляционном поступлении, расчет коэффициента опасности (**HQ**) осуществляется по формуле :

$$HQ_i = AC_i / ARFC_i, \text{ где} \quad (1.2.1)$$

HQ - коэффициент опасности;

AC_i - максимальная концентрация i -го вещества, мг/м³;

$ARFC_i$ - референтная (безопасная) концентрация для острых ингаляционных воздействий для i -го вещества, мг/м³.

Индекс опасности для условий одновременного поступления нескольких веществ

ингаляционным путем рассчитывается по формуле :

$$HI_j = \sum HQ_{ij}, \text{ где} \quad (1.2.2)$$

HQ_{ij} - коэффициенты опасности для i -х воздействующих веществ на j -ю систему(орган).

При комбинированном поступлении нескольких веществ каким-либо путем, суммарный индекс опасности определяется для веществ, влияющих на одну систему (орган).

Характеристики неканцерогенного риска острых воздействий

Таблица 1.2.1.

Наименование загрязняющего вещества	Координаты	AC, мг/м ³	HQ(HI)



	X	Y		
1. [0301] Азота диоксид				
расчетная точка 1:	24711	8668	0,106684	0,227
2. [2754] Алканы C12-19				
расчетная точка 1:	24711	8668	0,207816	0,208
3. [0150] Натрий гидроксид				
расчетная точка 1:	24711	8668	0,000499	0,1
4. [2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20				
расчетная точка 1:	24711	8668	0,024979	0,083
5. [0330] Сера диоксид				
расчетная точка 1:	24711	8668	0,023922	0,036
6. [1325] Формальдегид				
расчетная точка 1:	24711	8668	0,001553	0,032
7. [0304] Азот оксид				
расчетная точка 1:	24711	8668	0,018772	0,026
8. [0328] Углерод				
расчетная точка 1:	24711	8668	0,002942	0,02
9. [0337] Углерод оксид				
расчетная точка 1:	24711	8668	0,33344	0,014
10. [3119] Кальций карбонат				
расчетная точка 1:	24711	8668	0,002345	0,005
11. [0143] Марганец и его соединения				
расчетная точка 1:	24711	8668	0,000012	0,001
12. [1580] 2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота				
расчетная точка 1:	24711	8668	0,000094	0,001
13. [0152] Натрий хлорид				
расчетная точка 1:	24711	8668	0,000367	0,001



14. [0333] Сероводород				
расчетная точка 1:	24711	8668	0,000008	0,0
15. [0342] Фтористые газообразные соединения				
расчетная точка 1:	24711	8668	0,000018	0,0
16. [0344] Фториды неорганические плохо растворимые				
расчетная точка 1:	24711	8668	0,000004	0,0
Точка мах. неканцерогенного острого воздействия:	24711	8668		
[0301] Азота диоксид {ARFC=0.47 мг/м ³ }			0,106684	0,227
[2754] Алканы C12-19 {РДКмр=1.0 мг/м ³ }			0,207816	0,208
[0150] Натрий гидроксид {ARFC=0.005 мг/м ³ }			0,000499	0,1
[2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 {РДКмр=0.3 мг/м ³ }			0,024979	0,083
[0330] Сера диоксид {ARFC=0.66 мг/м ³ }			0,023922	0,036
[1325] Формальдегид {ARFC=0.048 мг/м ³ }			0,001553	0,032
[0304] Азот оксид {ARFC=0.72 мг/м ³ }			0,018772	0,026
[0328] Углерод {РДКмр=0.15 мг/м ³ }			0,002942	0,02
[0337] Углерод оксид {ARFC=23.0 мг/м ³ }			0,33344	0,014
[3119] Кальций карбонат {РДКмр=0.5 мг/м ³ }			0,002345	0,005
[0143] Марганец и его соединения {РДКмр=0.01 мг/м ³ }			0,000012	0,001
[1580] 2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота {РДКмр=0.1 мг/м ³ }			0,000094	0,001
[0152] Натрий хлорид {РДКмр=0.5 мг/м ³ }			0,000367	0,001
[0333] Сероводород {ARFC=0.1 мг/м ³ }			0,000008	0,0
[0342] Фтористые газообразные соединения {ARFC=0.25 мг/м ³ }			0,000018	0,0
[0344] Фториды неорганические плохо растворимые {РДКмр=0.2 мг/м ³ }			0,000004	0,0
органы дыхания				0,422
сердечно-сосудистая система				0,014
развитие				0,014
глаза				0,132



Точки максимальных индексов неблагоприятных эффектов острых воздействий на критические органы (системы)

Таблица 1.2.2.

Критические органы (системы)	Координаты		HI
	X	Y	
1. органы дыхания			
расчетная точка 1:	24711	8668	0,422
2. сердечно-сосудистая система			
расчетная точка 1:	24711	8668	0,014
3. развитие			
расчетная точка 1:	24711	8668	0,014
4. глаза			
расчетная точка 1:	24711	8668	0,132

Если рассчитанный коэффициент опасности (HQ) не превышает единицу, то вероятность развития у человека вредных эффектов, при ежедневном поступлении вещества в течение жизни, несущественна и такое воздействие характеризуется как допустимое.

Если HQ больше единицы, то вероятность развития вредных эффектов существенна, и возрастает пропорционально HQ.

Суммарный индекс опасности (HI), характеризующий допустимое поступление, также не должен превышать единицу.



Объект: 0001, Проект разработки месторождения Дунга

Расчетный год: 2025 Режим: 1-Основной

Расчетная зона: граница санзоны, (166)

Расчет риска здоровью населения от загрязнения атмосферного воздуха

№	Код	Наименование	Критические органы	С _{таx} , мг/м ³	ARFC {ПДК _{мр} }, мг/м ³	HQ, тах значение
1	0301	Азота диоксид	органы дыхания	0,1066843	0,47	0,227
2	2754	Алканы C12-19	не задан	0,2078155	{1.00}	0,208
3	0150	Натрий гидроксид	органы дыхания, глаза	0,0004989	0,005	0,1
4	2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20	не задан	0,0249787	{0.30}	0,083
5	0330	Сера диоксид	органы дыхания	0,023922	0,66	0,036
6	1325	Формальдегид	органы дыхания, глаза	0,0015527	0,048	0,032
7	0304	Азот оксид	органы дыхания	0,0187722	0,72	0,026
8	0328	Углерод	не задан	0,0029415	{0.15}	0,02
9	0337	Углерод оксид	сердечно-сосудистая система, развитие	0,3334396	23	0,014
10	3119	Кальций карбонат	не задан	0,0023451	{0.50}	0,005
11	0143	Марганец и его соединения	не задан	0,0000124	{0.01}	0,001
12	1580	2-Гидроксипропан-1,2,3- трикарбоновая кислота	не задан	0,0000945	{0.10}	0,001
13	0152	Натрий хлорид	не задан	0,0003668	{0.50}	0,001
14	0333	Сероводород	органы дыхания	0,0000076	0,1	7,63E-05
15	0342	Фтористые газообразные соединения	органы дыхания	0,0000176	0,25	7,04E-05
16	0344	Фториды неорганические плохо растворимые	не задан	0,0000041	{0.20}	2,06E-05



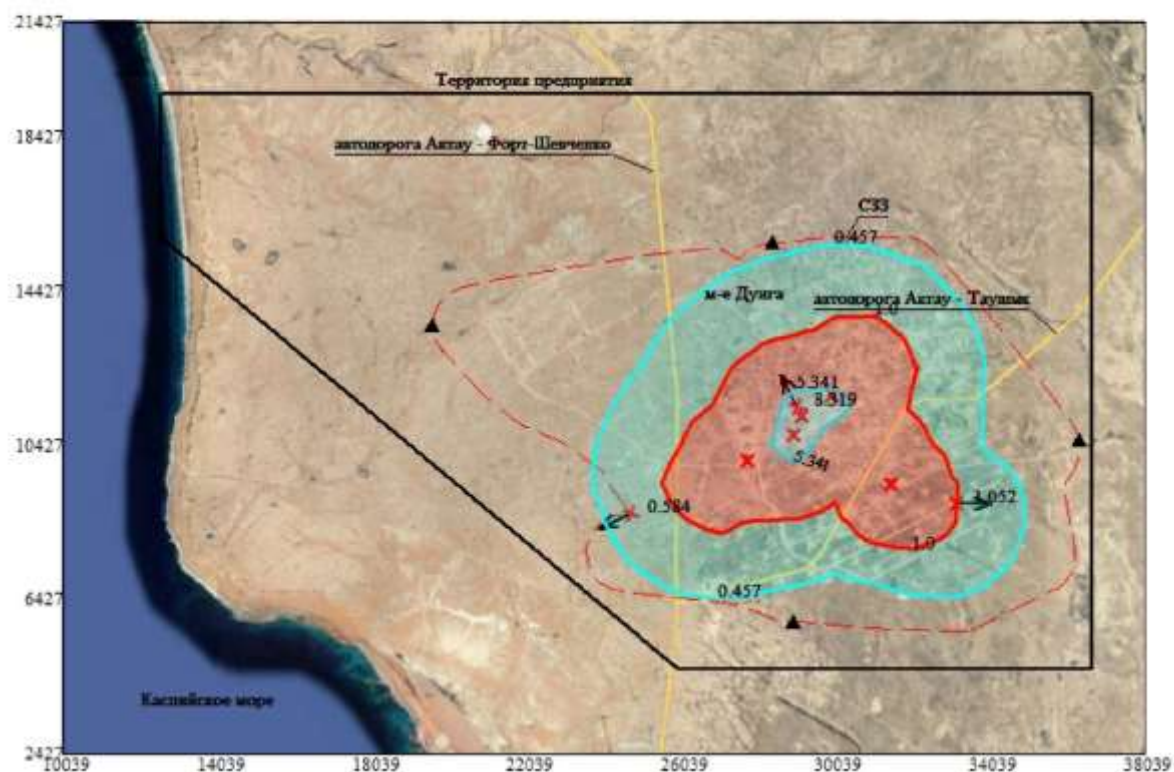
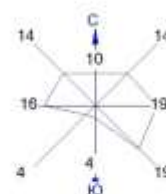
Если рассчитанный коэффициент опасности (HQ) не превышает единицу, то вероятность развития у человека вредных эффектов, при ежедневном поступлении вещества в течение жизни, незначительна и такое воздействие характеризуется как **допустимое**. Если HQ больше единицы, то вероятность развития вредных эффектов значительна, и возрастает пропорционально HQ.



**ПРИЛОЖЕНИЕ 7. КАРТЫ-СХЕМЫ ИЗОЛИНИЙ С РАСЧЕТАМИ ПРИЗЕМНЫХ
КОНЦЕНТРАЦИЙ**



Город : 525 м-е Дунга
 Объект : 0001 Проект разработки месторождения Дунга Вар.№ 1
 ПК ЭРА v4.0 Модель: МРК-2014
 6007 0301+0330



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- ▲ Расчётные точки, группа N 90
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

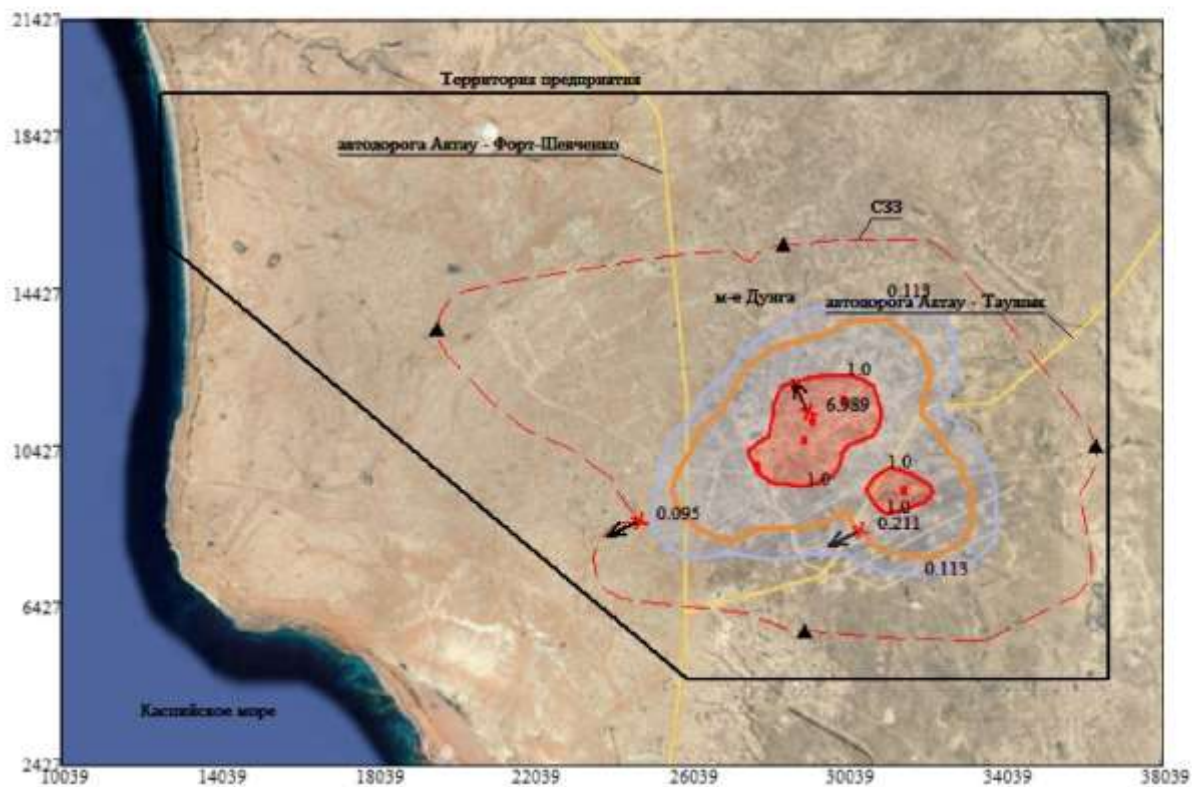
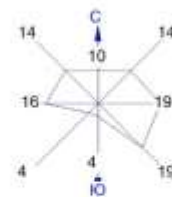
- 0.457 ПДК
- 1.0 ПДК
- 5.341 ПДК

0 1510 4530м.
 Масштаб 1:151000

Макс концентрация 8.3188696 ПДК достигается в точке х= 29039 у= 11427
 При опасном направлении 152° и опасной скорости ветра 6.09 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 28000 м, высота 19000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 29*20



Город : 525 м-е Дунга
 Объект : 0001 Проект разработки месторождения Дунга Вар.№ 1
 ПК ЭРА v4.0 Модель: МРК-2014
 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- ▲ Расчётные точки, группа N 90
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

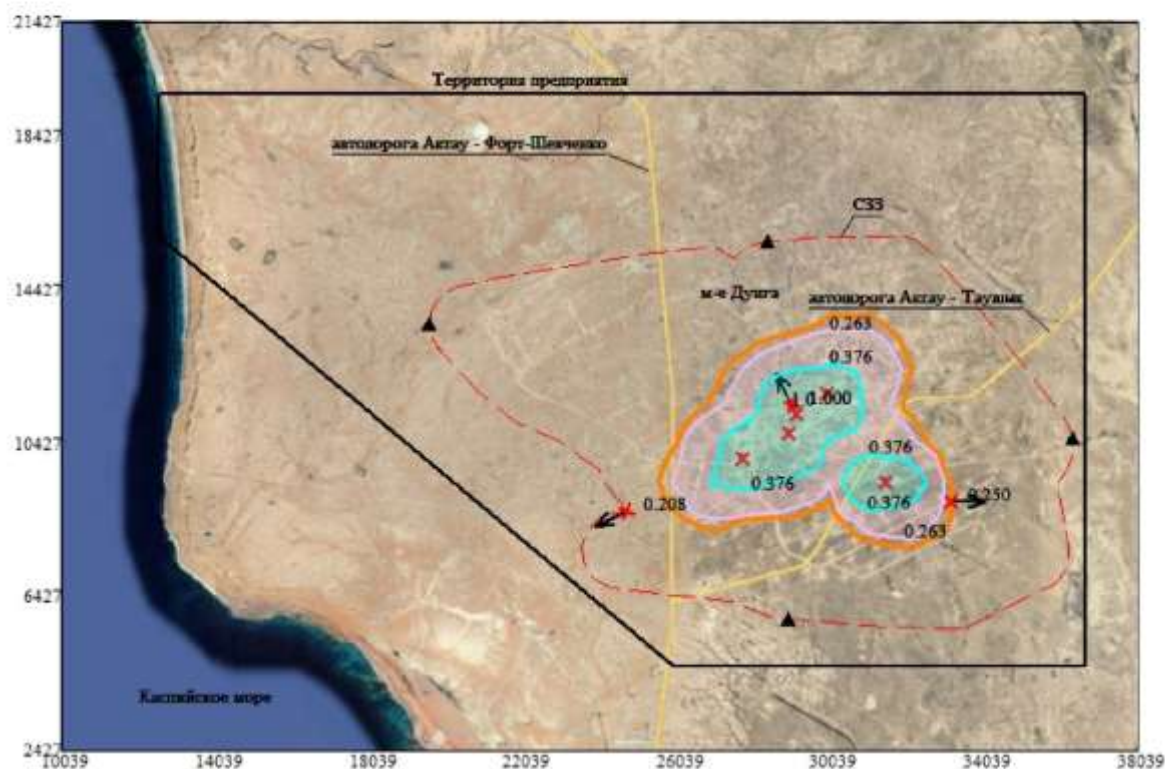
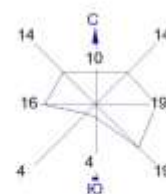
Изопинии в долях ПДК
 0.113 ПДК
 1.0 ПДК

0 1510 4530м.
 Масштаб 1:151000

Макс концентрация 6.9886422 ПДК достигается в точке $x=29039$ $y=11427$.
 При опасном направлении 152° и опасной скорости ветра 8 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 28000 м, высота 19000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 29×20



Город : 525 м-е Дунга
 Объект : 0001 Проект разработки месторождения Дунга Вар.№ 1
 ПК ЭРА v4.0 Модель: МРК-2014
 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)



Условные обозначения:
 — Территория предприятия
 — Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 — Граница области воздействия
 * Расчётные точки, группа N 90
 † Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

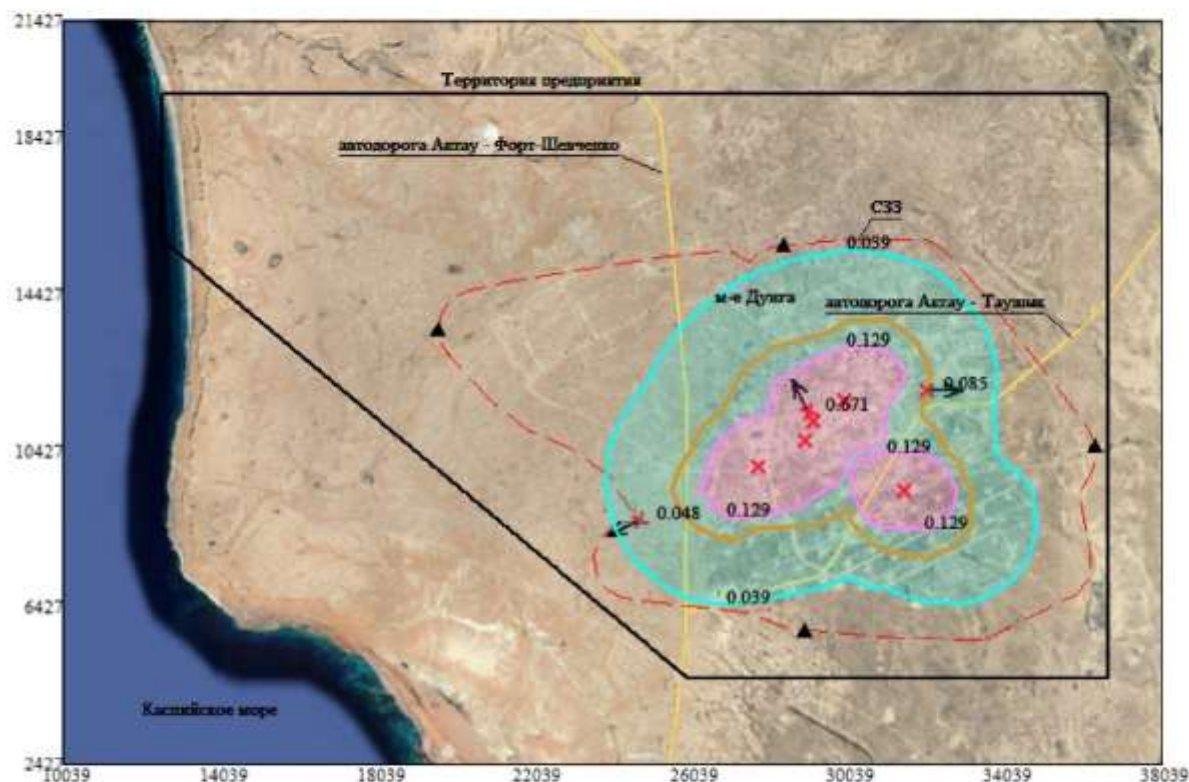
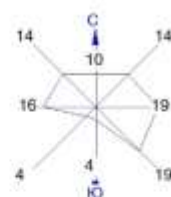
Изолинии в долях ПДК
 0.263 ПДК
 0.376 ПДК
 1.0 ПДК

0 1510 4530м.
 Масштаб 1:151000

Макс концентрация 1.0004245 ПДК достигается в точке x= 29039 y= 11427
 При опасном направлении 152° и опасной скорости ветра 6.85 м/с.
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 28000 м, высота 19000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 29*20



Город : 525 м-е Дунга
 Объект : 0001 Проект разработки месторождения Дунга Вар.№ 1
 ПК ЭРА v4.0 Модель: МРК-2014
 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)



Условные обозначения:
 — Территория предприятия
 — Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 — Граница области воздействия
 * Расчётные точки, группа N 90
 † Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

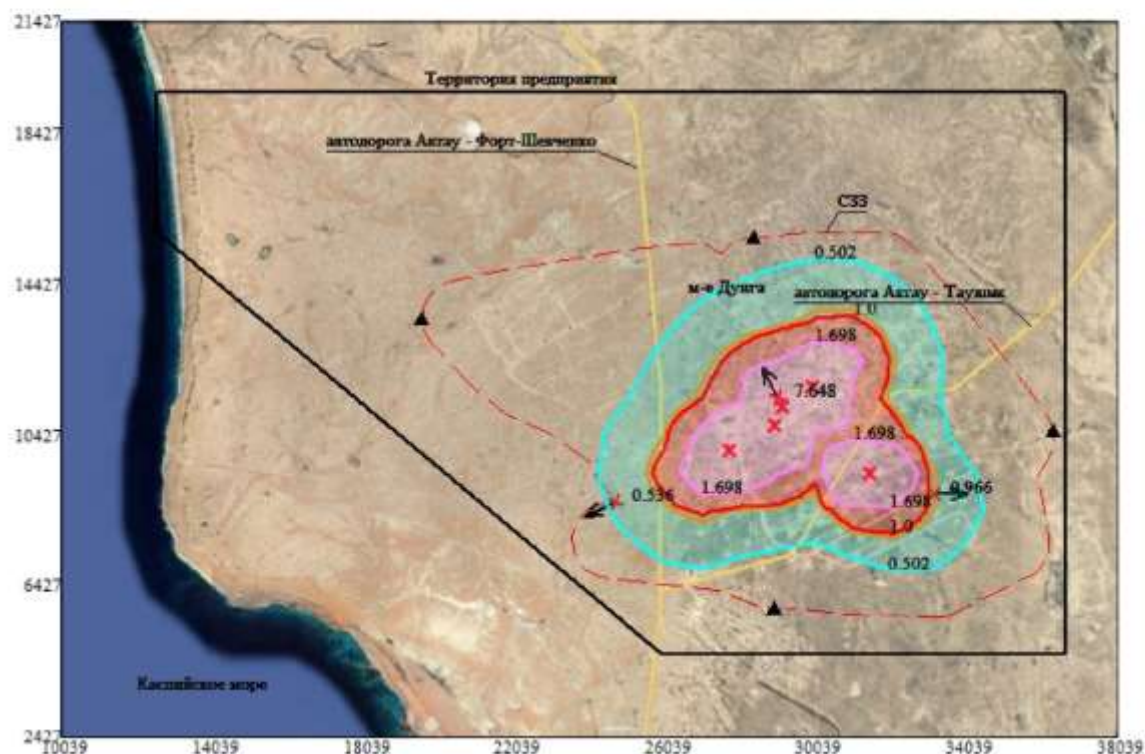
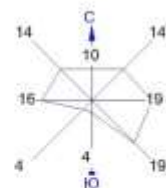
Изолинии в долях ПДК
 0.039 ПДК
 0.129 ПДК

0 1510 4530м.
 Масштаб 1:151000

Макс концентрация 0.6705486 ПДК достигается в точке $x=29039$ $y=11427$
 При опасном направлении 152° и опасной скорости ветра 6.09 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 28000 м, высота 19000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 29*20



Город : 525 м-в Дунга
 Объект : 0001 Проект разработки месторождения Дунга Вар.№ 1
 ПК ЭРА v4.0 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



Условные обозначения:
 — Территория предприятия
 — Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 — Граница области воздействия
 * Расчётные точки, группа N 90
 † Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.502 ПДК
 — 1.0 ПДК
 — 1.698 ПДК

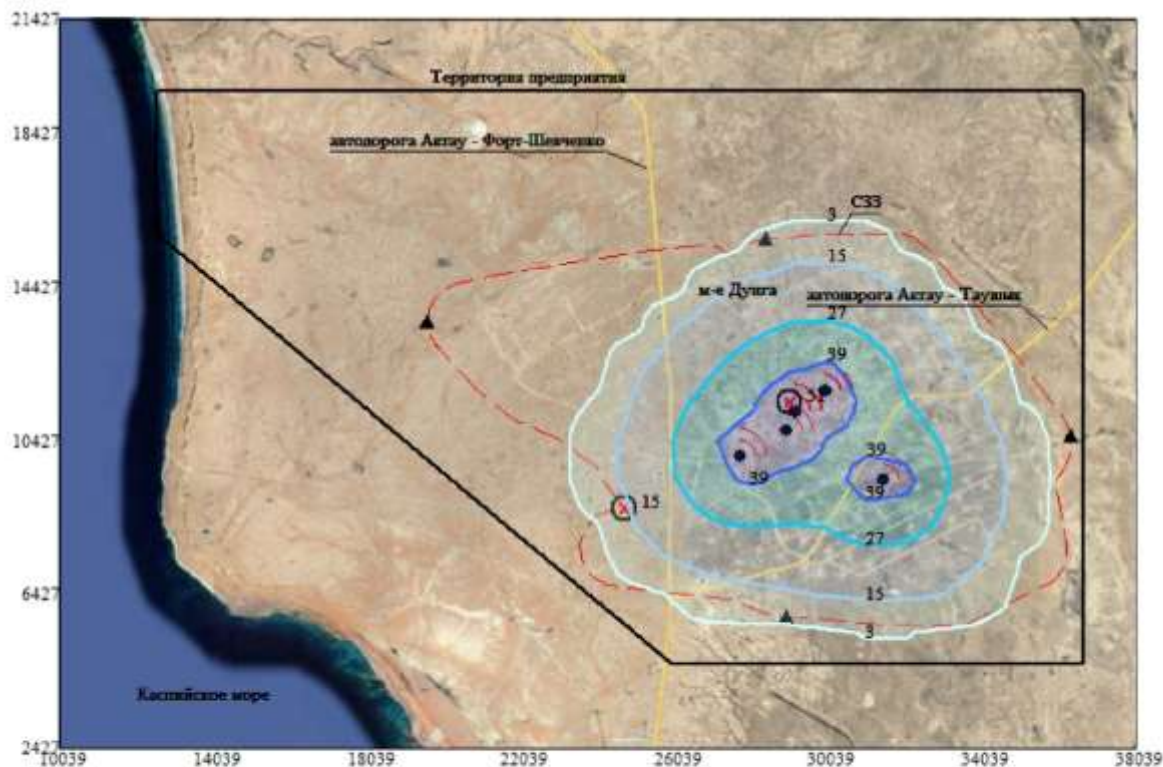
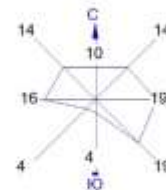
0 1510 4530м.
 Масштаб 1:151000

Макс концентрация 7.6483216 ПДК достигается в точке x= 29039 y= 11427
 При опасном направлении 152° и опасной скорости ветра 6.09 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 28000 м, высота 19000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 29*20



ПРИЛОЖЕНИЕ 8. РАСЧЕТ ШУМОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Город : 525 м-е Дунга
 Объект : 0001 Проект разработки месторождения Дунга Вар.№ 2
 ПК ЭРА v4.0, Модель: Расчет уровней шума
 N010 Экв. уровень шума



Условные обозначения:
 — Территория предприятия
 --- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 * Расчётные точки, группа N 90
 ⊗ Максим. уровень шума
 — Расч. прямоугольник N 01

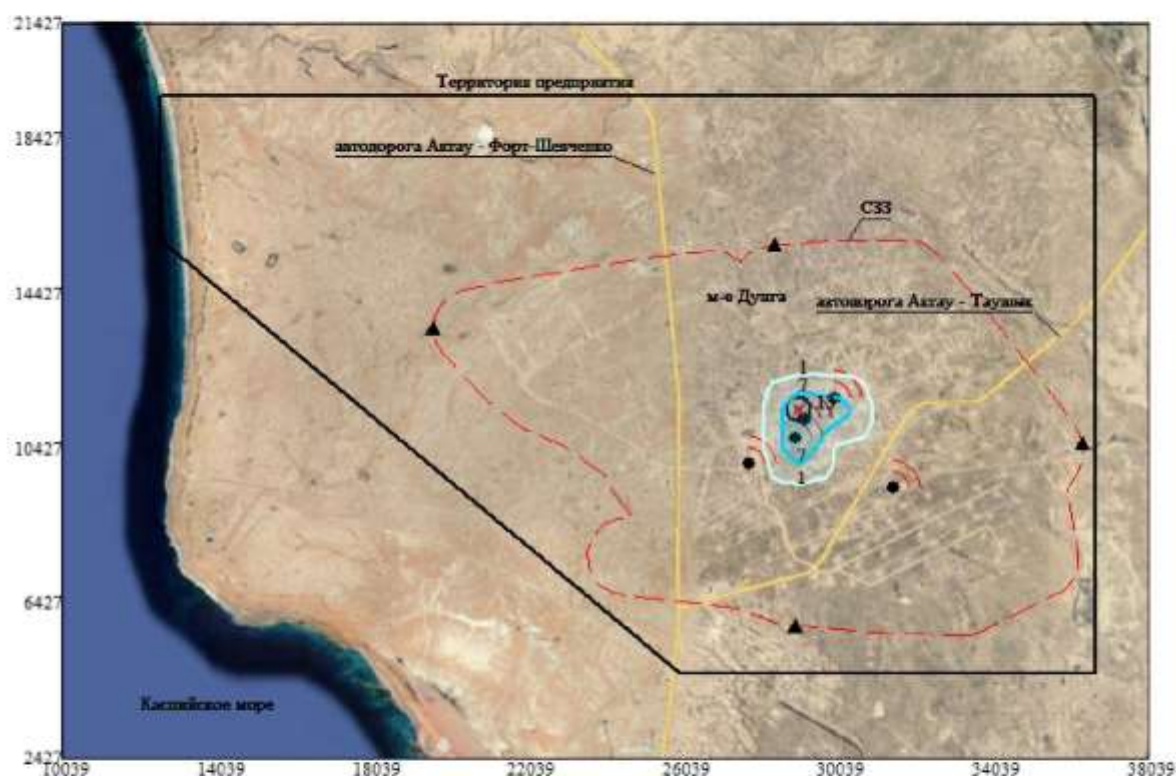
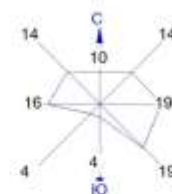
Изофоны в дБ(А)
 3
 15
 27
 39

0 1510 4530м.
 Масштаб 1:151000

Макс уровень шума 51 дБ(А) достигается в точке x= 29039 y= 11427
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 28000 м, высота 19000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 29*20



Город : 525 м-в Дунга
 Объект : 0001 Проект разработки месторождения Дунга Вар.№ 2
 ПК ЭРА v4.0, Модель: Расчет уровней шума
 N009 Уровень шума на среднегеометрической частоте 8000 Гц



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расчётные точки, группа N 90
- ⊗ Максим. уровень шума
- Расч. прямоугольник N 01

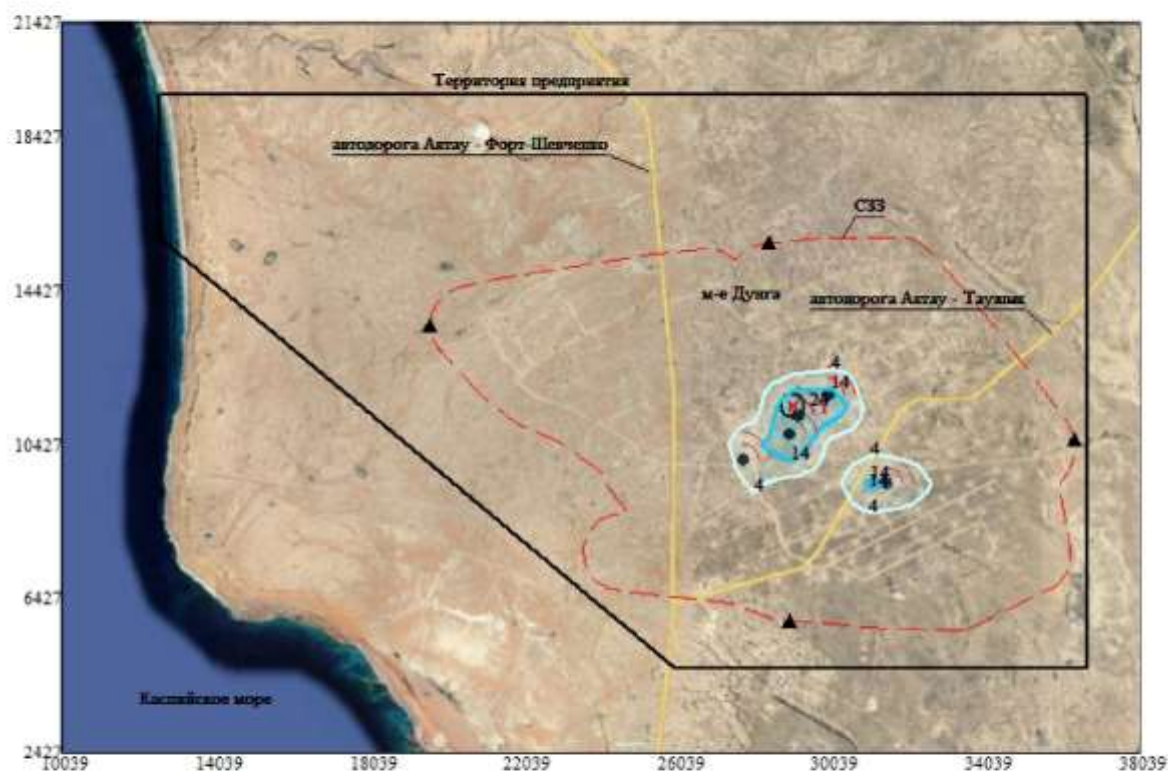
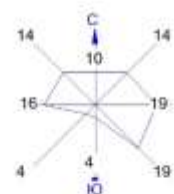
Изофоны в дБ
 1
 7

0 1510 4530м.
 Масштаб 1:151000

Макс уровень шума 13 дБ достигается в точке х= 29039 у= 11427
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 28000 м, высота 19000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 29*20



Город : 525 м-е Дунга
 Объект : 0001 Проект разработки месторождения Дунга Вар.№ 2
 ПК ЭРА v4.0, Модель: Расчет уровней шума
 N008 Уровень шума на среднегеометрической частоте 4000 Гц



Условные обозначения:
 — Территория предприятия
 — Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 * Расчетные точки, группа N 90
 ⊗ Максим. уровень шума
 — Расч. прямоугольник N 01

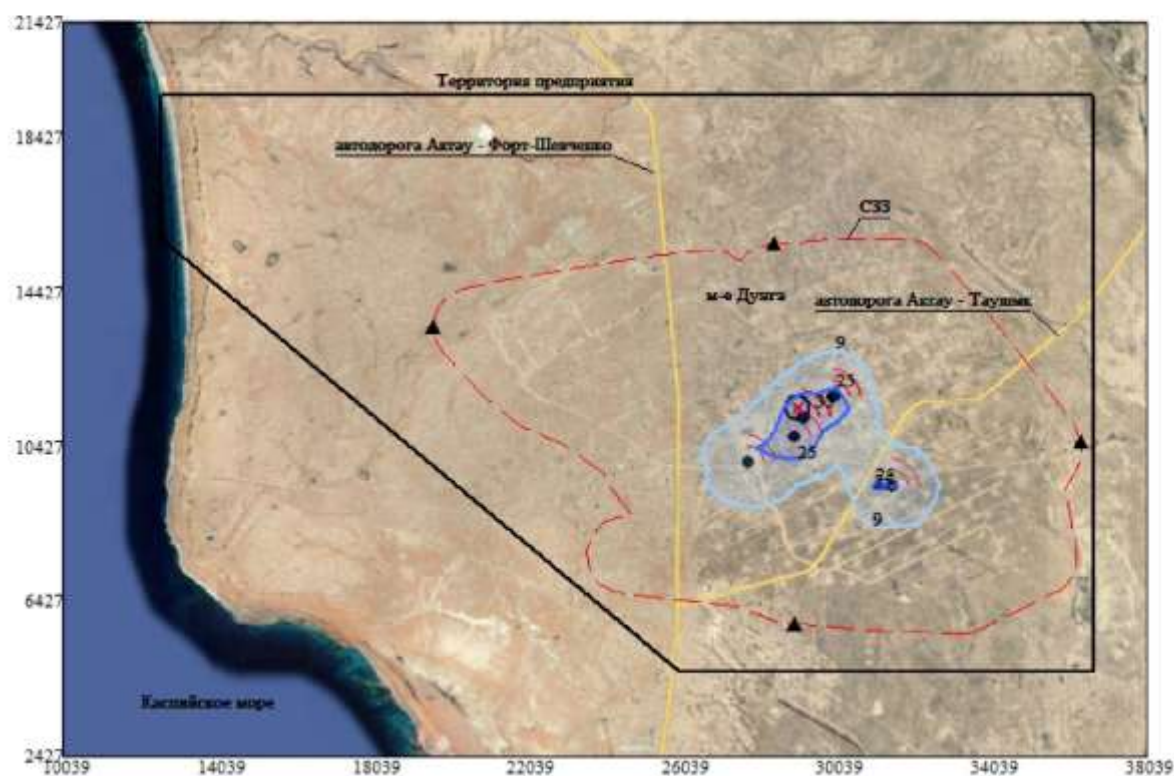
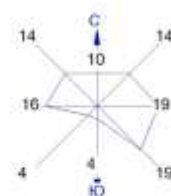
Изофоны в дБ
 4
 14

0 1510 4530м.
 Масштаб 1:151000

Макс уровень шума 24 дБ достигается в точке $x=29039$ $y=11427$
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 28000 м, высота 19000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 29*20



Город : 525 м-е Дунга
 Объект : 0001 Проект разработки месторождения Дунга Вар.№ 2
 ПК ЭРА v4.0, Модель: Расчет уровней шума
 N007 Уровень шума на среднегеометрической частоте 2000 Гц



Условные обозначения:
 — Территория предприятия
 — Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 * Расчетные точки, группа N 90
 ⊗ Максим. уровень шума
 — Расч. прямоугольник N 01

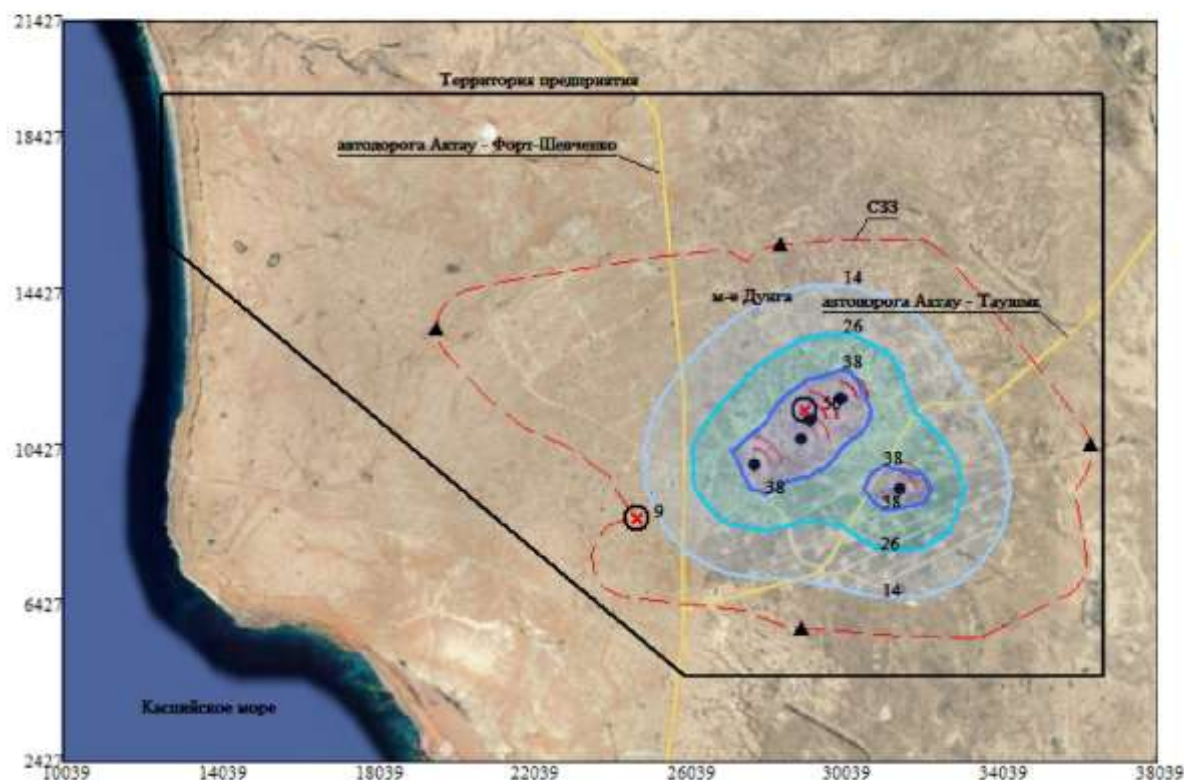
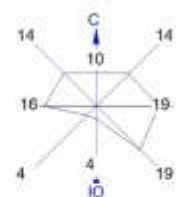
Изофоны в дБ
 — 9
 — 25

0 1510 4530м.
 Масштаб 1:151000

Макс уровень шума 33 дБ достигается в точке $x=29039$ $y=11427$
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 28000 м, высота 19000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 29*20



Город : 525 м-в Дунга
 Объект : 0001 Проект разработки месторождения Дунга Вар.№ 2
 ПК ЭРА v4.0, Модель: Расчет уровней шума
 N006 Уровень шума на среднегеометрической частоте 1000 Гц



Условные обозначения:
 — Территория предприятия
 — Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 * Расчётные точки, группа N 90
 ⊗ Максим. уровень шума
 — Расч. прямоугольник N 01

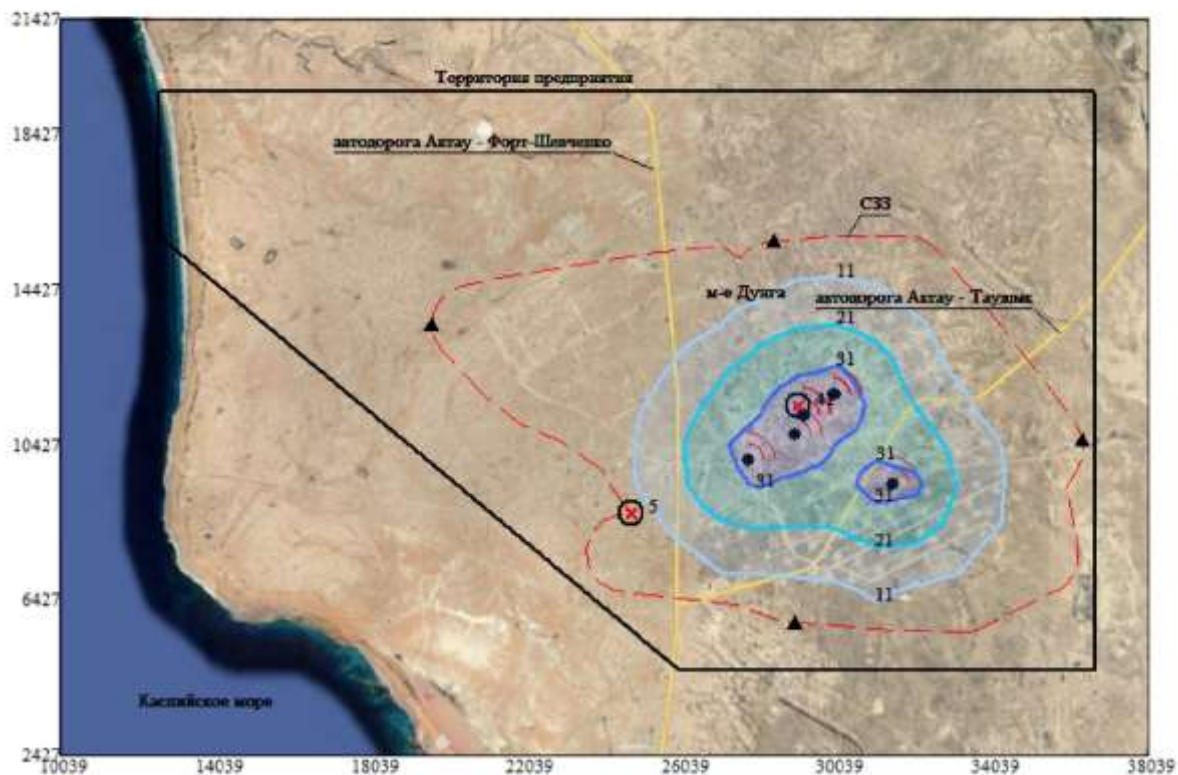
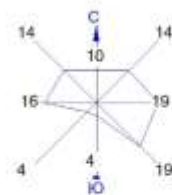
Изофоны в дБ
 14
 26
 38

0 1510 4530м.
 Масштаб 1:151000

Макс уровень шума 50 дБ достигается в точке x= 29039 y= 11427
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 28000 м, высота 19000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 29*20



Город : 525 м-в Дунга
 Объект : 0001 Проект разработки месторождения Дунга Вар.№ 2
 ПК ЭРА v4.0, Модель: Расчет уровней шума
 N005 Уровень шума на среднегеометрической частоте 500 Гц



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ▲ Расчётные точки, группа N 90
- ⊗ Максим. уровень шума
- Расч. прямоугольник N 01

Изофоны в дБ

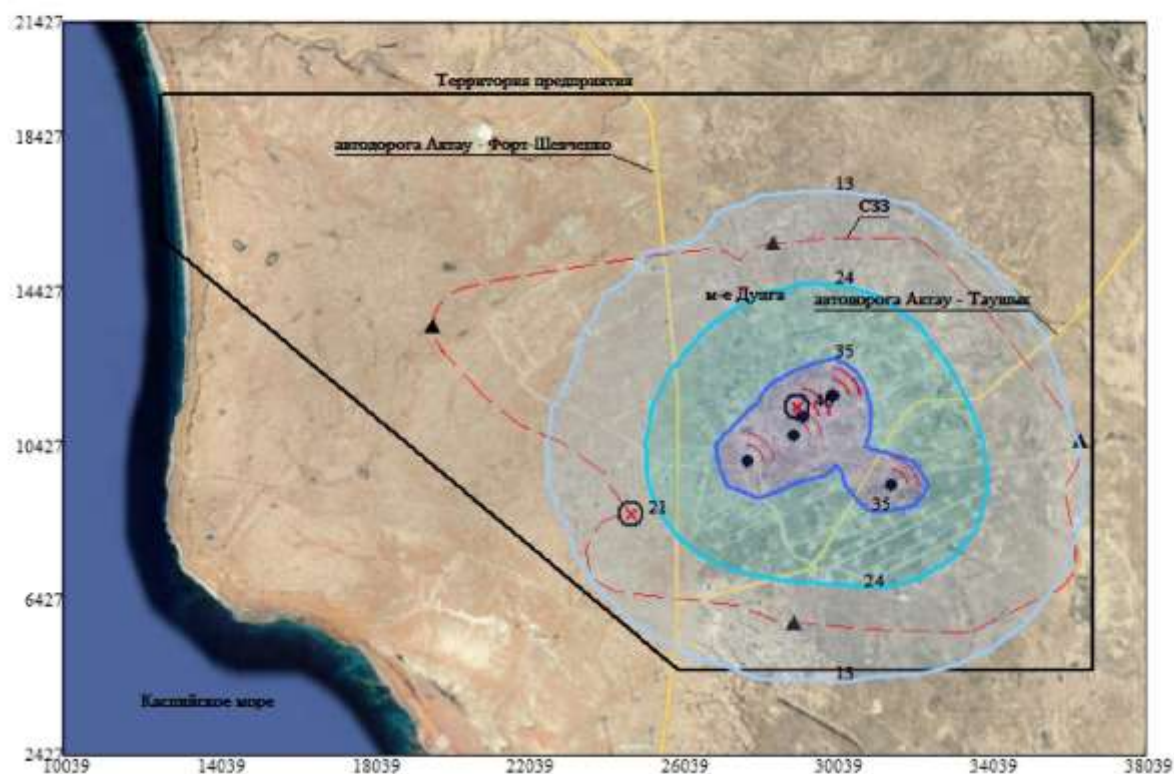
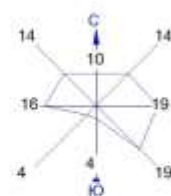
- 11
- 21
- 31

0 1510 4530м.
 Масштаб 1:151000

Макс уровень шума 41 дБ достигается в точке х= 29039 у= 11427
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 28000 м, высота 19000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 29*20



Город : 525 м-е Дунга
 Объект : 0001 Проект разработки месторождения Дунга Вар.№ 2
 ПК ЭРА v4.0, Модель: Расчет уровней шума
 N004 Уровень шума на среднегеометрической частоте 250 Гц



Условные обозначения:
 — Территория предприятия
 — Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 * Расчетные точки, группа N 90
 ⊗ Максим. уровень шума
 — Расч. прямоугольник N 01

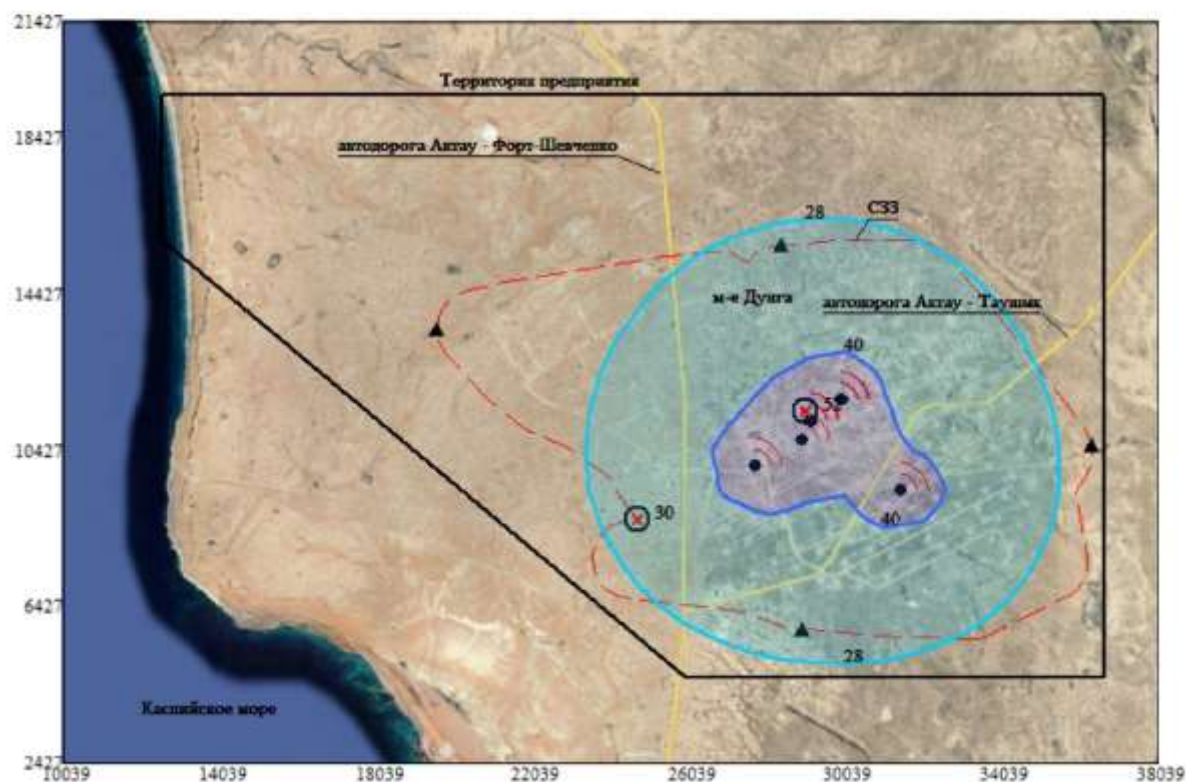
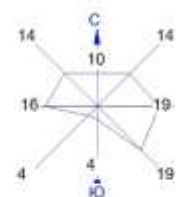
Изофоны в дБ
 13
 24
 35

0 1510 4530м.
 Масштаб 1:151000

Макс уровень шума 46 дБ достигается в точке $x=29039$ $y=11427$
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 28000 м, высота 19000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 29*20



Город : 525 м-в Дунга
 Объект : 0001 Проект разработки месторождения Дунга Вар.№ 2
 ПК ЭРА v4.0, Модель: Расчет уровней шума
 N003 Уровень шума на среднегеометрической частоте 125 Гц



Условные обозначения:
 — Территория предприятия
 — Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 * Расчётные точки, группа N 90
 e Максим. уровень шума
 — Расч. прямоугольник N 01

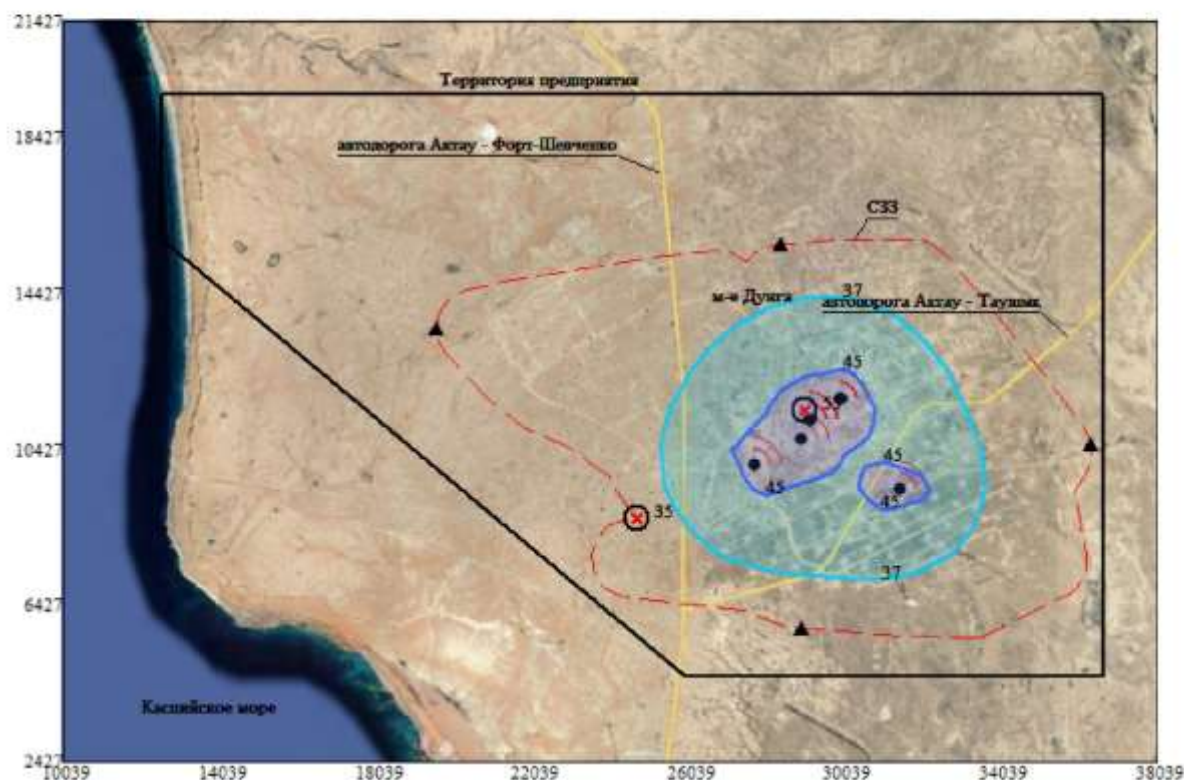
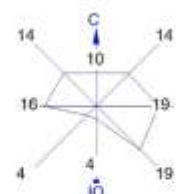
Изофоны в дБ
 28
 40

0 1510 4530м.
 Масштаб 1:151000

Макс уровень шума 52 дБ достигается в точке х= 29039 у= 11427
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 28000 м, высота 19000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 29*20



Город : 525 м-в Дунга
 Объект : 0001 Проект разработки месторождения Дунга Вар.№ 2
 ПК ЭРА v4.0, Модель: Расчет уровней шума
 N002 Уровень шума на среднегеометрической частоте 63 Гц



Условные обозначения:
 — Территория предприятия
 — Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 * Расчётные точки, группа N 90
 ⊗ Максим. уровень шума
 — Расч. прямоугольник N 01

Изофоны в дБ
 37
 45

0 1510 4530м.
 Масштаб 1:151000

Макс уровень шума 53 дБ достигается в точке x= 29039 y= 11427
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 28000 м, высота 19000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 29*20



РАСЧЕТ УРОВНЕЙ ШУМА

Объект: **Расчетная зона: по прямоугольнику**

Список литературы

1. ГН уровней шума и инфразвука в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки, утверждены приказом министра здравоохранения РК № 841 от 03.12.2004
2. МСН 2.04-03-2005 Защита от шума
3. ГОСТ 31295.1-2005 Затухание шума при распространении на местности.
Часть 1. Расчет поглощения звука атмосферой
4. ГОСТ 31295.1-2005 Затухание шума при распространении на местности.
Часть 2. Общий метод расчета
5. ГН уровней шума на рабочих местах, утверждены приказом И.О. Министра здравоохранения РК
6. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, почвам и их безопасности, содержанию территорий городских и сельских населенных пунктов, условиям работы с источниками физических факторов, оказывающих воздействие на человека»

Таблица 1. Характеристики источников шума

1. [ИШ0001] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров., дБА	Мак. уров., дБА
X_s	Y_s	Z_s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
29957	11717	3	0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

2. [ИШ0002] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м			Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах									



X_s	Y_s	Z_s
29958	11718	3

Дистанци я замера, м	Ф фактор направ- ленности	Ω прост. угол	31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц	8000Г ц	Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
0	1	4π		10 0	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

3. [ИШ0003] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s
29959	11719	3

Дистанци я замера, м	Ф фактор направ- ленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
			31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц	8000Г ц		
0	1	4π		10 0	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

4. [ИШ0004] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s
29960	11720	3

Дистанци я замера, м	Ф фактор направ- ленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
			31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц	8000Г ц		
0	1	4π		10 0	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

5. [ИШ0005] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s

Дистанци я замера, м	Ф фактор направ- ленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
			31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц		



29961	11721	3	0	1	4π	10 0	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

6. [ИШ0006] Котел, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
29962	11722	3	0	1	4π		23	24	27	30	37	46	42	33	49

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

7. [ИШ0007] Насос, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
29963	11723	3	0	1	4π		97	94	93	94	108	92	86	83	108

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

8. [ИШ0008] Бульдозер, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
29964	11724	3	0	1	4π		10 0	99	93	87	83	78	74	69	90



Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

9. [ИШ0009] Экскаватор, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанци я замера, м	Ф фактор направ- ленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров .. дБА	Max. уров .. дБА	
X _s	Y _s	Z _s				31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц			8000Г ц
29965	11725	3	0	1	4π		10 0	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

10. [ИШ0010] Автосамосвал, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанци я замера, м	Ф фактор направ- ленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров дБА	Max. уров дБА	
X _s	Y _s	Z _s				31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц			8000Г ц
29966	11726	3	0	1	4π		10 0	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

11. [ИШ0011] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X _s	Y _s	Z _s
29165	11189	3

Дистанци я замера, м	Ф фактор направ- ленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах										Экв. уров дБА	Max. уров дБА
			31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц	8000Г ц			
0	1	4π		10 0	99	93	87	83	78	74	69	90		



Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

12. [ИШ0012] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
X_s	Y_s	Z_s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
29166	11189	3	0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

13. [ИШ0013] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
X_s	Y_s	Z_s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
29167	11189	3	0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

14. [ИШ0014] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
X_s	Y_s	Z_s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
29168	11189	3	0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90



Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

15. [ИШ0015] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров .. дБА	Мах. уров .. дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
29169	11189	3	0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

16. [ИШ0016] Котел, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров .. дБА	Мах. уров .. дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
29170	11189	3	0	1	4π		23	24	27	30	37	46	42	33	49

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

17. [ИШ0017] Насос, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров .. дБА	Мах. уров .. дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
29171	11189	3	0	1	4π		97	94	93	94	108	92	86	83	108

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования



18. [ИШ0018] Бульдозер, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанци я замера, м	Ф фактор направ- ленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров .. дБА	Max. уров .. дБА	
X _s	Y _s	Z _s				31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц			8000Г ц
29172	11189	3	0	1	4π		10 0	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

19. [ИШ0019] Экскаватор, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X _s	Y _s	Z _s
29173	11189	3

Дистанци я замера, м	Ф фактор направ- ленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах										Экв. уров дБА	Мак. уров дБА
			31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц	8000Г ц			
0	1	4π		10 0	99	93	87	83	78	74	69	90		

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

20. [ИШ0020] Автосамосвал, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанци я замера, м	Ф фактор направ- ленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров .. дБА	Мах. уров .. дБА	
X _s	Y _s	Z _s				31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц			8000Г ц
29174	11189	3					10 0	99	93	87	83	78	74			69

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

21. [ИШ0021] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный



Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s
28944	10701	3

Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
			31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

22. [ИШ0022] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s
28945	10701	3

Дистанци я замера, м	Ф фактор направ- ленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров .. дБА	Мак. уров .. дБА
			31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц	8000Г ц		
0	1	4π		10 0	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

23. [ИШ0023] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s
28946	10701	3

Дистанци я замера, м	Ф фактор направ- ленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров дБА	Мак. уров дБА
			31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц	8000Г ц		
0	1	4π		10 0	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

24. [ИШ0024] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s

Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
			31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц		
			ц	ц	ц	ц	ц	ц	ц	ц		



28947	10701	3	0	1	4π	100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

25. [ИШ0025] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах							Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц
28948	10701	3	0	1	4π	100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

26. [ИШ0026] Котел, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах							Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц
28949	10701	3	0	1	4π	23	24	27	30	37	46	42	33	49

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

27. [ИШ0027] Насос, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах							Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц
28950	10701	3	0	1	4π	97	94	93	94	108	92	86	83	108

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования



28. [ИШ0028] Бульдозер, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
28951	10701	3	0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

29. [ИШ0029] Экскаватор, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
28952	10701	3	0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

30. [ИШ0030] Автосамосвал, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
28953	10701	3	0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

31. [ИШ0031] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
27736	10027	3	0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90



Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

32. [ИШ0032] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s
27737	10027	3

Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
			31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

33. [ИШ0033] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s
27738	10027	3

Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
			31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

34. [ИШ0034] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s
27739	10027	3

Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
			31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

35. [ИШ0035] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s

Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
			31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц		



27740	10027	3	0	1	4π	100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

36. [ИШ0036] Котел, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
27741	10027	3	0	1	4π		23	24	27	30	37	46	42	33	49

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

37. [ИШ0037] Насос, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
27742	10027	3	0	1	4π		97	94	93	94	108	92	86	83	108

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

38. [ИШ0038] Бульдозер, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
27743	10027	3	0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования



39. [ИШ0039] Экскаватор, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s
27744	10027	3

Дистанци я замера, м	Ф фактор направ- ленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров „ дБА	Max. уров „ дБА
			31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц	8000Г ц		
0	1	4π		10 0	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

40. [ИШ0040] Автосамосвал, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s
27745	10027	3

Дистанци я замера, м	Ф фактор направ- ленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров „ дБА	Max. уров „ дБА
			31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц	8000Г ц		
0	1	4π		10 0	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

41. [ИШ0041] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s
31477	9423	3

Дистанци я замера, м	Ф фактор направ- ленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров .. дБА	Max. уров .. дБА
			31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц	8000Г ц		
0	1	4π		10 0	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

42. [ИШ0042] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s
31478	9423	3

Дистанци я замера, м	Ф фактор направ- ленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров „ дБА	Max. уров „ дБА
			31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц	8000Г ц		
0	1	4π		10 0	99	93	87	83	78	74	69	90	



Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

43. [ИШ0043] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X _s	Y _s	Z _s
31479	9423	3

Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
			31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

44. [ИШ0044] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X _s	Y _s	Z _s
31480	9423	3

Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
			31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

45. [ИШ0045] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X _s	Y _s	Z _s
31481	9423	3

Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров. дБА	Мак. уров. дБА
			31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

46. [ИШ0046] Котел, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X _s	Y _s	Z _s
31482	9423	3

Дистанци я замера, м	Ф фактор направ- ленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров дБА	Мак. уров дБА
			31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц	8000Г ц		
0	1	4π		23	24	27	30	37	46	42	33	49	



Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

47. [ИШ0047] Насос, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанци я замера, м	Ф фактор направ- ленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров .. дБА	Мах. уров .. дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц	8000Г ц		
31483	9423	3				0	1	4π		97	94	93	94	108		

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

48. [ИШ0048] Бульдозер, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанци я замера, м	Ф фактор направ- ленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров дБА	Мах. уров дБА	
X _s	Y _s	Z _s				31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц	8000Г ц		
31484	9423	3	0	1	4π		10 0	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

49. [ИШ0049] Экскаватор, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X _s	Y _s	Z _s
31485	9423	3

Дистанци я замера, м	Ф фактор направ- ленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах										Экв. уров .. дБА	Мах. уров .. дБА
			31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц	8000Г ц			
0	1	4π		10 0	99	93	87	83	78	74	69	90		

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

50. [ИШ0050] Автосамосвал, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X _s	Y _s	Z _s
31486	9423	3

Дистанци я замера, м	Ф фактор направ- ленности	Ω прост. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах										Экв. уров .. дБА	Мах. уров .. дБА
			31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц	8000Г ц			
0	1	4π		10 0	99	93	87	83	78	74	69	90		



Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

2. Расчеты уровней шума по расчетному прямоугольнику (РП).

Поверхность земли: $\alpha=0,3$ травяной или снежный покров

Таблица
2.1. Параметры
РП

Код	Х центра, м	У центра, м	Длина, м	Ширина, м	Шаг, м	Узлов	Высота, м	Примечание
001	24039	11927	28000	19000	1000	29 x 20	1,5	

Таблица
2.2. Норматив допустимого шума на территории

Назначение помещений или территорий	Время суток, час	Уровни звукового давления, дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров. .. дБА	Мах. уров. .. дБА
		31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц		
4. Помещения с постоянными рабочими местами производственных предприятий, территории предприятий с постоянными рабочими местами (за исключением работ, перечисленных в поз. 1-3)	круглосуточно	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80	95

Источник информации: СН РК 2.04-03-2011 "Защита от шума"

Таблица
2.3. Расчетные уровни шума

№	Идентификатор РТ	координаты расчетных точек, м			Основной вклад источниками*	Уровни звукового давления, дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. урoв .. дБА	Мах. урoв .. дБА
		X _{рт}	Y _{рт}	Z _{рт} (высота)		31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц		
1	РТ001	10039	21427	1,5			21								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



2	PT002	11039	21427	1,5		22										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	PT003	12039	21427	1,5		22										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	PT004	13039	21427	1,5		22										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	PT005	14039	21427	1,5		23										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	PT006	15039	21427	1,5		23										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	PT007	16039	21427	1,5		23										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	PT008	17039	21427	1,5		24										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	PT009	18039	21427	1,5		24										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	PT010	19039	21427	1,5		25										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	PT011	20039	21427	1,5		25										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	PT012	21039	21427	1,5		25										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	PT013	22039	21427	1,5		26	12									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	PT014	23039	21427	1,5		26	16									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	PT015	24039	21427	1,5		26	16									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	PT016	25039	21427	1,5		27	17									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	PT017	26039	21427	1,5		27	17									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



18	PT018	27039	21427	1,5		27	18									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	PT019	28039	21427	1,5		27	19									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	PT020	29039	21427	1,5		27	19									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	PT021	30039	21427	1,5		27	19									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	PT022	31039	21427	1,5		27	19									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	PT023	32039	21427	1,5		27	18									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	PT024	33039	21427	1,5		27	18									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	PT025	34039	21427	1,5		27	17									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	PT026	35039	21427	1,5		26	16									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	PT027	36039	21427	1,5		26	13									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	PT028	37039	21427	1,5		26	10									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	PT029	38039	21427	1,5		25										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	PT030	10039	20427	1,5		21										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	PT031	11039	20427	1,5		22										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	PT032	12039	20427	1,5		22										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	PT033	13039	20427	1,5		22										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



34	PT034	14039	20427	1,5		23										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	PT035	15039	20427	1,5		23										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	PT036	16039	20427	1,5		24										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	PT037	17039	20427	1,5		24										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	PT038	18039	20427	1,5		25										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	PT039	19039	20427	1,5		25										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	PT040	20039	20427	1,5		25										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	PT041	21039	20427	1,5		26	15									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	PT042	22039	20427	1,5		26	16									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	PT043	23039	20427	1,5		27	17									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	PT044	24039	20427	1,5		27	18									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	PT045	25039	20427	1,5		27	18									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
46	PT046	26039	20427	1,5		28	19									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
47	PT047	27039	20427	1,5		28	20									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
48	PT048	28039	20427	1,5		28	20									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
49	PT049	29039	20427	1,5		28	20									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



50	PT050	30039	20427	1,5		28	20									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
51	PT051	31039	20427	1,5		28	20									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
52	PT052	32039	20427	1,5		28	20									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
53	PT053	33039	20427	1,5		28	19									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
54	PT054	34039	20427	1,5		27	19									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
55	PT055	35039	20427	1,5		27	17									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
56	PT056	36039	20427	1,5		27	17									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
57	PT057	37039	20427	1,5		26	15									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
58	PT058	38039	20427	1,5		26	10									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
59	PT059	10039	19427	1,5		22										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
60	PT060	11039	19427	1,5		22										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
61	PT061	12039	19427	1,5		22										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
62	PT062	13039	19427	1,5		23										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
63	PT063	14039	19427	1,5		23										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
64	PT064	15039	19427	1,5		24										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
65	PT065	16039	19427	1,5		24										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



66	PT066	17039	19427	1,5		24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
67	PT067	18039	19427	1,5		25									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
68	PT068	19039	19427	1,5		25									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
69	PT069	20039	19427	1,5		26	15								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
70	PT070	21039	19427	1,5		26	16								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
71	PT071	22039	19427	1,5		27	17								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
72	PT072	23039	19427	1,5		27	18								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
73	PT073	24039	19427	1,5		28	19								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
74	PT074	25039	19427	1,5		28	20								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
75	PT075	26039	19427	1,5		29	21								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
76	PT076	27039	19427	1,5		29	21								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
77	PT077	28039	19427	1,5		29	22								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
78	PT078	29039	19427	1,5		29	22								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
79	PT079	30039	19427	1,5		29	22								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
80	PT080	31039	19427	1,5		29	22								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
81	PT081	32039	19427	1,5		29	21								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



82	PT082	33039	19427	1,5		29	21									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
83	PT083	34039	19427	1,5		28	20									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
84	PT084	35039	19427	1,5		28	19									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
85	PT085	36039	19427	1,5		27	18									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
86	PT086	37039	19427	1,5		27	17									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
87	PT087	38039	19427	1,5		26	15									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
88	PT088	10039	18427	1,5		22										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
89	PT089	11039	18427	1,5		22										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
90	PT090	12039	18427	1,5		23										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91	PT091	13039	18427	1,5		23										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
92	PT092	14039	18427	1,5		23										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
93	PT093	15039	18427	1,5		24										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
94	PT094	16039	18427	1,5		24										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
95	PT095	17039	18427	1,5		25										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
96	PT096	18039	18427	1,5		25										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
97	PT097	19039	18427	1,5		26	14									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



98	PT098	20039	18427	1,5		26	16									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
99	PT099	21039	18427	1,5		27	17									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
100	PT100	22039	18427	1,5		28	18									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
101	PT101	23039	18427	1,5		28	20									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
102	PT102	24039	18427	1,5		29	21									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
103	PT103	25039	18427	1,5		29	22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
104	PT104	26039	18427	1,5		30	23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
105	PT105	27039	18427	1,5		30	23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
106	PT106	28039	18427	1,5		30	24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
107	PT107	29039	18427	1,5		30	24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
108	PT108	30039	18427	1,5		30	24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
109	PT109	31039	18427	1,5		30	24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
110	PT110	32039	18427	1,5		30	23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
111	PT111	33039	18427	1,5		29	22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
112	PT112	34039	18427	1,5		29	22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
113	PT113	35039	18427	1,5		28	21									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



114	РТ114	36039	18427	1,5		28	20								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
115	РТ115	37039	18427	1,5		27	19								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
116	РТ116	38039	18427	1,5		27	17								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
117	РТ117	10039	17427	1,5		22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
118	РТ118	11039	17427	1,5		22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
119	РТ119	12039	17427	1,5		23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
120	РТ120	13039	17427	1,5		23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
121	РТ121	14039	17427	1,5		24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
122	РТ122	15039	17427	1,5		24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
123	РТ123	16039	17427	1,5		25									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
124	РТ124	17039	17427	1,5		25									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
125	РТ125	18039	17427	1,5		26	10								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
126	РТ126	19039	17427	1,5		26	16								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
127	РТ127	20039	17427	1,5		27	17								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
128	РТ128	21039	17427	1,5		27	18								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
129	РТ129	22039	17427	1,5		28	20								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



130	PT130	23039	17427	1,5		29	21								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
131	PT131	24039	17427	1,5		29	22								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
132	PT132	25039	17427	1,5		30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
133	PT133	26039	17427	1,5		31	24								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
134	PT134	27039	17427	1,5		31	25								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
135	PT135	28039	17427	1,5		31	25	10							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
136	PT136	29039	17427	1,5		31	26	10							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
137	PT137	30039	17427	1,5		31	26	11							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
138	PT138	31039	17427	1,5		31	25	10							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
139	PT139	32039	17427	1,5		31	25	10							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
140	PT140	33039	17427	1,5		30	24								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
141	PT141	34039	17427	1,5		30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
142	PT142	35039	17427	1,5		29	22								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
143	PT143	36039	17427	1,5		29	21								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
144	PT144	37039	17427	1,5		28	20								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
145	PT145	38039	17427	1,5		27	18								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



146	PT146	10039	16427	1,5		22										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
147	PT147	11039	16427	1,5		22										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
148	PT148	12039	16427	1,5		23										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
149	PT149	13039	16427	1,5		23										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150	PT150	14039	16427	1,5		24										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
151	PT151	15039	16427	1,5		24										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
152	PT152	16039	16427	1,5		25										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
153	PT153	17039	16427	1,5		25	9									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
154	PT154	18039	16427	1,5		26	15									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
155	PT155	19039	16427	1,5		27	17									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
156	PT156	20039	16427	1,5		27	18									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
157	PT157	21039	16427	1,5		28	20									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
158	PT158	22039	16427	1,5		29	21									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
159	PT159	23039	16427	1,5		29	22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
160	PT160	24039	16427	1,5		30	24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
161	PT161	25039	16427	1,5		31	25									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



162	PT162	26039	16427	1,5		32	26								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
163	PT163	27039	16427	1,5		32	27	15							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
164	PT164	28039	16427	1,5		33	28	16							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
165	PT165	29039	16427	1,5		33	28	17							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
166	PT166	30039	16427	1,5		33	28	17							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
167	PT167	31039	16427	1,5		33	27	15							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
168	PT168	32039	16427	1,5		32	27	14							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
169	PT169	33039	16427	1,5		31	26	11							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
170	PT170	34039	16427	1,5		31	25								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
171	PT171	35039	16427	1,5		30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
172	PT172	36039	16427	1,5		29	22								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
173	PT173	37039	16427	1,5		29	21								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
174	PT174	38039	16427	1,5		28	19								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
175	PT175	10039	15427	1,5		22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
176	PT176	11039	15427	1,5		23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
177	PT177	12039	15427	1,5		23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



178	РТ178	13039	15427	1,5		23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
179	РТ179	14039	15427	1,5		24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
180	РТ180	15039	15427	1,5		25									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
181	РТ181	16039	15427	1,5		25									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
182	РТ182	17039	15427	1,5		26	10								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
183	РТ183	18039	15427	1,5		26	16								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
184	РТ184	19039	15427	1,5		27	17								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
185	РТ185	20039	15427	1,5		28	19								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
186	РТ186	21039	15427	1,5		28	21								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
187	РТ187	22039	15427	1,5		29	22								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
188	РТ188	23039	15427	1,5		30	24								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
189	РТ189	24039	15427	1,5		31	25								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
190	РТ190	25039	15427	1,5		32	26	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
191	РТ191	26039	15427	1,5		33	28	17							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
192	РТ192	27039	15427	1,5		34	29	19							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
193	РТ193	28039	15427	1,5	ИШ0007-2дБА, ИШ0017-1дБА	34	30	20	1	5				5	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



194	РТ194	29039	15427	1,5	ИШ0007-5дБА, ИШ0017-2дБА, ИШ0010-0дБА, ИШ0009-0дБА, ИШ0008-0дБА, ИШ0005-0дБА, ИШ0004-0дБА, ИШ0003-0дБА, ИШ0002-0дБА, ИШ0001-0дБА		35	30	21	5	7				11	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
195	РТ195	30039	15427	1,5	ИШ0007-7дБА, ИШ0017-1дБА, ИШ0010-1дБА, ИШ0009-1дБА, ИШ0008-1дБА, ИШ0005-1дБА, ИШ0004-1дБА, ИШ0003-1дБА, ИШ0002-1дБА, ИШ0001-1дБА		35	30	21	5	7				12	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
196	РТ196	31039	15427	1,5	ИШ0007-5дБА, ИШ0010-0дБА, ИШ0009-0дБА, ИШ0008-0дБА, ИШ0005-0дБА, ИШ0004-0дБА, ИШ0003-0дБА, ИШ0002-0дБА, ИШ0001-0дБА		34	30	20	3	5				11	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
197	РТ197	32039	15427	1,5	ИШ0007-2дБА		33	29	19	1	2				2	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
198	РТ198	33039	15427	1,5			33	27	15							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
199	РТ199	34039	15427	1,5			32	26	11							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
200	РТ200	35039	15427	1,5			31	25								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
201	РТ201	36039	15427	1,5			30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
202	РТ202	37039	15427	1,5			29	22								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
203	РТ203	38039	15427	1,5			28	20								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
204	РТ204	10039	14427	1,5			22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
205	РТ205	11039	14427	1,5			23									



Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
206	PT206	12039	14427	1,5			23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
207	PT207	13039	14427	1,5			24								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
208	PT208	14039	14427	1,5			24								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
209	PT209	15039	14427	1,5			25								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
210	PT210	16039	14427	1,5			25	9							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
211	PT211	17039	14427	1,5			26	14							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
212	PT212	18039	14427	1,5			27	17							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
213	PT213	19039	14427	1,5			27	18							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
214	PT214	20039	14427	1,5			28	20							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
215	PT215	21039	14427	1,5			29	22							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
216	PT216	22039	14427	1,5			30	23							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
217	PT217	23039	14427	1,5			31	25							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
218	PT218	24039	14427	1,5			32	26	13						
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
219	PT219	25039	14427	1,5			33	28	18						
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
220	PT220	26039	14427	1,5			34	30	20						
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



221	РТ221	27039	14427	1,5	ИШ0017-5дБА, ИШ0007-4дБА, ИШ0027-2дБА, ИШ0011-0дБА, ИШ0012-0дБА, ИШ0013-0дБА, ИШ0014-0дБА, ИШ0015-0дБА, ИШ0018-0дБА, ИШ0019-0дБА, ИШ0020-0дБА, ИШ0037-0дБА		35	31	22	7	9				12	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
222	РТ222	28039	14427	1,5	ИШ0007-11дБА, ИШ0017-10дБА, ИШ0027-5дБА, ИШ0010-4дБА, ИШ0009-4дБА, ИШ0008-4дБА, ИШ0005-4дБА, ИШ0004-4дБА, ИШ0003-4дБА, ИШ0002-4дБА, ИШ0001-4дБА, ИШ0011-4дБА, ИШ0012-4дБА, ИШ0013-4дБА, ИШ0014-4дБА, ИШ0015-4дБА, ИШ0018-4дБА, ИШ0019-4дБА, ИШ0020-4дБА		36	32	24	9	13				19	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
223	РТ223	29039	14427	1,5	ИШ0007-14дБА, ИШ0017-11дБА, ИШ0010-6дБА, ИШ0009-6дБА, ИШ0008-6дБА, ИШ0005-6дБА, ИШ0004-6дБА, ИШ0003-6дБА, ИШ0002-6дБА, ИШ0001-6дБА, ИШ0027-6дБА, ИШ0011-5дБА, ИШ0012-5дБА, ИШ0013-5дБА, ИШ0014-5дБА, ИШ0015-5дБА, ИШ0018-5дБА, ИШ0019-5дБА, ИШ0020-5дБА		37	33	25	14	16				20	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
224	РТ224	30039	14427	1,5	ИШ0007-16дБА, ИШ0017-10дБА, ИШ0010-7дБА, ИШ0009-7дБА, ИШ0008-7дБА, ИШ0005-7дБА, ИШ0004-7дБА, ИШ0003-7дБА, ИШ0002-7дБА, ИШ0001-7дБА		37	33	25	14	16				21	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



225	PT225	31039	14427	1,5	ИШ0007-14дБА, ИШ0010-6дБА, ИШ0009-6дБА, ИШ0008-6дБА, ИШ0005-6дБА, ИШ0004-6дБА, ИШ0003-6дБА, ИШ0002-6дБА, ИШ0001-6дБА, ИШ0017-6дБА		36	32	24	13	14				19	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
226	PT226	32039	14427	1,5	ИШ0007-10дБА, ИШ0010-4дБА, ИШ0009-4дБА, ИШ0008-4дБА, ИШ0005-4дБА, ИШ0004-4дБА, ИШ0003-4дБА, ИШ0002-4дБА, ИШ0001-4дБА, ИШ0017-1дБА		35	31	22	6	9				15	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
227	PT227	33039	14427	1,5	ИШ0007-3дБА		34	29	19	1	3				3	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
228	PT228	34039	14427	1,5			33	28	16							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
229	PT229	35039	14427	1,5			32	26	11							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	PT230	36039	14427	1,5			31	24								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
231	PT231	37039	14427	1,5			30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
232	PT232	38039	14427	1,5			29	21								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
233	PT233	10039	13427	1,5			22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
234	PT234	11039	13427	1,5			23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
235	PT235	12039	13427	1,5			23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
236	PT236	13039	13427	1,5			24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
237	PT237	14039	13427	1,5			24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



238	РТ238	15039	13427	1,5		25										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
239	РТ239	16039	13427	1,5		25	10									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
240	РТ240	17039	13427	1,5		26	15									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
241	РТ241	18039	13427	1,5		27	17									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
242	РТ242	19039	13427	1,5		28	19									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
243	РТ243	20039	13427	1,5		28	21									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
244	РТ244	21039	13427	1,5		29	22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
245	РТ245	22039	13427	1,5		30	24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
246	РТ246	23039	13427	1,5		31	26	10								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
247	РТ247	24039	13427	1,5		33	28	16								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
248	РТ248	25039	13427	1,5	ИШ0037-1дБА	34	29	20		1					1	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
249	РТ249	26039	13427	1,5	ИШ0037-5дБА, ИШ0017-5дБА, ИШ0027-4дБА, ИШ0007-2дБА, ИШ0031-0дБА, ИШ0032-0дБА, ИШ0033-0дБА, ИШ0034-0дБА, ИШ0035-0дБА, ИШ0038-0дБА, ИШ0039-0дБА, ИШ0040-0дБА, ИШ0011-0дБА, ИШ0012-0дБА, ИШ0013-0дБА, ИШ0014-0дБА, ИШ0015-0дБА, ИШ0018-0дБА, ИШ0019-0дБА, ИШ0	36	32	22	8	10					14	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



250	РТ250	27039	13427	1,5	ИШ0017-12дБА, ИШ0027-11дБА, ИШ0007-10дБА, ИШ0037-10дБА, ИШ0011-5дБА, ИШ0012-5дБА, ИШ0013-5дБА, ИШ0014-5дБА, ИШ0015-5дБА, ИШ0018-5дБА, ИШ0019-5дБА, ИШ0020-5дБА, ИШ0021-4дБА, ИШ0022-4дБА, ИШ0023-4дБА, ИШ0024-4дБА, ИШ0025-4дБА, ИШ0028-4дБА, ИШ0029-4дБА,		37	34	25	12	16					21	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
251	РТ251	28039	13427	1,5	ИШ0017-17дБА, ИШ0007-17дБА, ИШ0027-14дБА, ИШ0037-10дБА, ИШ0011-8дБА, ИШ0012-8дБА, ИШ0013-8дБА, ИШ0014-8дБА, ИШ0015-8дБА, ИШ0018-8дБА, ИШ0019-8дБА, ИШ0020-8дБА, ИШ0001-7дБА, ИШ0002-7дБА, ИШ0003-7дБА, ИШ0004-7дБА, ИШ0005-7дБА, ИШ0008-7дБА, ИШ0009-7дБА,		39	35	27	19	21					25	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
252	РТ252	29039	13427	1,5	ИШ0007-23дБА, ИШ0017-20дБА, ИШ0027-16дБА		40	37	29	21	25					28	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
253	РТ253	30039	13427	1,5	ИШ0007-25дБА, ИШ0017-18дБА		40	37	30	22	26					28	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
254	РТ254	31039	13427	1,5	ИШ0007-22дБА, ИШ0017-14дБА		39	35	28	19	22					25	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
255	РТ255	32039	13427	1,5	ИШ0007-16дБА, ИШ0017-8дБА, ИШ0010-7дБА, ИШ0009-7дБА, ИШ0008-7дБА, ИШ0005-7дБА, ИШ0004-7дБА, ИШ0003-7дБА, ИШ0002-7дБА, ИШ0001-7дБА		37	33	25	14	16					20	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



256	РТ256	33039	13427	1,5	ИШ0007-9дБА, ИШ0010-4дБА, ИШ0009-4дБА, ИШ0008-4дБА, ИШ0047-1дБА, ИШ0005-1дБА, ИШ0004-1дБА, ИШ0003-1дБА, ИШ0002-1дБА, ИШ0001-1дБА		35	31	22	6	9				14	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
257	РТ257	34039	13427	1,5	ИШ0007-0дБА		34	29	19							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
258	РТ258	35039	13427	1,5			32	27	15							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
259	РТ259	36039	13427	1,5			31	25	10							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
260	РТ260	37039	13427	1,5			30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
261	РТ261	38039	13427	1,5			29	22								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
262	РТ262	10039	12427	1,5			22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
263	РТ263	11039	12427	1,5			23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
264	РТ264	12039	12427	1,5			23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
265	РТ265	13039	12427	1,5			24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
266	РТ266	14039	12427	1,5			24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
267	РТ267	15039	12427	1,5			25									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
268	РТ268	16039	12427	1,5			26	10								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
269	РТ269	17039	12427	1,5			26	15								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
270	РТ270	18039	12427	1,5			27	17								



Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
271	РТ271	19039	12427	1,5			28	19								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
272	РТ272	20039	12427	1,5			29	21								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
273	РТ273	21039	12427	1,5			30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
274	РТ274	22039	12427	1,5			31	25								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275	РТ275	23039	12427	1,5			32	26	12							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
276	РТ276	24039	12427	1,5	ИШ0037-0дБА		33	29	19							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
277	РТ277	25039	12427	1,5	ИШ0037-8дБА, ИШ0027-2дБА, ИШ0017-1дБА, ИШ0031-1дБА, ИШ0032-1дБА, ИШ0033-1дБА, ИШ0034-1дБА, ИШ0035-1дБА, ИШ0038-1дБА, ИШ0039-1дБА, ИШ0040-1дБА		35	31	22	7	9				13	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
278	РТ278	26039	12427	1,5	ИШ0037-14дБА, ИШ0017-10дБА, ИШ0027-10дБА, ИШ0031-6дБА, ИШ0032-6дБА, ИШ0033-6дБА, ИШ0034-6дБА, ИШ0035-6дБА, ИШ0038-6дБА, ИШ0039-6дБА, ИШ0040-6дБА, ИШ0011-4дБА, ИШ0012-4дБА, ИШ0013-4дБА, ИШ0014-4дБА, ИШ0015-4дБА, ИШ0018-4дБА, ИШ0019-4дБА, ИШ0020-4дБА,		37	33	25	14	16				21	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



279	РТ279	27039	12427	1,5	ИШ0017-18дБА, ИШ0037-17дБА, ИШ0027-17дБА, ИШ0007-13дБА, ИШ0011-9дБА, ИШ0012-9дБА, ИШ0013-9дБА, ИШ0014-9дБА, ИШ0015-9дБА, ИШ0018-9дБА, ИШ0019-9дБА, ИШ0020-9дБА, ИШ0031-8дБА, ИШ0032-8дБА, ИШ0033-8дБА, ИШ0034-8дБА, ИШ0035-8дБА, ИШ0038-8дБА, ИШ0039-8дБА,		39	36	28	20	22					26	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
280	РТ280	28039	12427	1,5	ИШ0017-26дБА, ИШ0027-23дБА, ИШ0007-22дБА, ИШ0037-18дБА		41	39	32	24	28					31	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
281	РТ281	29039	12427	1,5	ИШ0007-32дБА, ИШ0017-31дБА, ИШ0027-25дБА		44	42	35	29	35	11				36	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
282	РТ282	30039	12427	1,5	ИШ0007-39дБА		46	44	37	32	39	20	4			40	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
283	РТ283	31039	12427	1,5	ИШ0007-30дБА		42	39	32	25	31	6				32	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
284	РТ284	32039	12427	1,5	ИШ0007-20дБА, ИШ0047-13дБА, ИШ0017-12дБА		38	35	27	18	21					25	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
285	РТ285	33039	12427	1,5	ИШ0007-12дБА, ИШ0047-10дБА, ИШ0010-5дБА, ИШ0009-5дБА, ИШ0008-5дБА, ИШ0005-5дБА, ИШ0004-5дБА, ИШ0003-5дБА, ИШ0002-5дБА, ИШ0001-5дБА, ИШ0050-4дБА, ИШ0049-4дБА, ИШ0048-4дБА, ИШ0045-4дБА, ИШ0044-4дБА, ИШ0043-4дБА, ИШ0042-4дБА, ИШ0041-4дБА, ИШ0017-3дБА		36	33	24	10	14					19	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



286	РТ286	34039	12427	1,5	ИШ0047-4дБА, ИШ0007-3дБА, ИШ0050-0дБА, ИШ0049-0дБА, ИШ0048-0дБА, ИШ0045-0дБА, ИШ0044-0дБА, ИШ0043-0дБА, ИШ0042-0дБА, ИШ0041-0дБА		34	30	21	5	7				11	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
287	РТ287	35039	12427	1,5			33	28	17							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
288	РТ288	36039	12427	1,5			32	26	11							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
289	РТ289	37039	12427	1,5			30	24								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
290	РТ290	38039	12427	1,5			29	22								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
291	РТ291	10039	11427	1,5			22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
292	РТ292	11039	11427	1,5			23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
293	РТ293	12039	11427	1,5			23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
294	РТ294	13039	11427	1,5			24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
295	РТ295	14039	11427	1,5			24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
296	РТ296	15039	11427	1,5			25									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
297	РТ297	16039	11427	1,5			26	10								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
298	РТ298	17039	11427	1,5			26	15								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
299	РТ299	18039	11427	1,5			27	18								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
300	РТ300	19039	11427	1,5			28	19								



Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
301	РТ301	20039	11427	1,5			29	21									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
302	РТ302	21039	11427	1,5			30	23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
303	РТ303	22039	11427	1,5			31	25	10								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
304	РТ304	23039	11427	1,5			32	27	15								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
305	РТ305	24039	11427	1,5	ИШ0037-4дБА		34	29	20	2	4					4	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
306	РТ306	25039	11427	1,5	ИШ0037-13дБА, ИШ0031-5дБА, ИШ0032-5дБА, ИШ0033-5дБА, ИШ0034-5дБА, ИШ0035-5дБА, ИШ0038-5дБА, ИШ0039-5дБА, ИШ0040-5дБА, ИШ0027-4дБА		36	32	23	11	13					17	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
307	РТ307	26039	11427	1,5	ИШ0037-20дБА, ИШ0027-13дБА, ИШ0017-12дБА		38	35	27	18	21					25	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
308	РТ308	27039	11427	1,5	ИШ0037-27дБА, ИШ0027-22дБА, ИШ0017-21дБА		41	39	31	24	29	1				31	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
309	РТ309	28039	11427	1,5	ИШ0017-32дБА, ИШ0027-32дБА, ИШ0037-28дБА, ИШ0007-23дБА		45	43	36	30	36	12				37	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
310	РТ310	29039	11427	1,5	ИШ0017-50дБА		53	52	46	41	50	33	24	13	51		
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
311	РТ311	30039	11427	1,5	ИШ0007-48дБА		52	51	45	40	49	32	23	10	49		
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
312	РТ312	31039	11427	1,5	ИШ0007-32дБА, ИШ0017-23дБА		43	41	34	27	33	9				35	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
313	РТ313	32039	11427	1,5	ИШ0047-21дБА, ИШ0007-21дБА, ИШ0017-14дБА, ИШ0027-12дБА		40	37	29	21	24					27	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



314	РТ314	33039	11427	1,5	ИШ0047-17дБА, ИШ0007-12дБА, ИШ0050-8дБА, ИШ0049-8дБА, ИШ0048-8дБА, ИШ0045-8дБА, ИШ0044-8дБА, ИШ0043-8дБА, ИШ0042-8дБА, ИШ0041-8дБА		37	34	26	15	18				22	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
315	РТ315	34039	11427	1,5	ИШ0047-11дБА, ИШ0050-5дБА, ИШ0049-5дБА, ИШ0048-5дБА, ИШ0045-5дБА, ИШ0044-5дБА, ИШ0043-5дБА, ИШ0042-5дБА, ИШ0041-5дБА, ИШ0007-3дБА		35	31	22	7	11				16	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
316	РТ316	35039	11427	1,5	ИШ0047-3дБА		33	29	18	1	3				3	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
317	РТ317	36039	11427	1,5			32	27	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
318	РТ318	37039	11427	1,5			31	25	10							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
319	РТ319	38039	11427	1,5			30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
320	РТ320	10039	10427	1,5			22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
321	РТ321	11039	10427	1,5			23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
322	РТ322	12039	10427	1,5			23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
323	РТ323	13039	10427	1,5			24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
324	РТ324	14039	10427	1,5			24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
325	РТ325	15039	10427	1,5			25									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
326	РТ326	16039	10427	1,5			26	10								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



327	РТ327	17039	10427	1,5		26	15									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
328	РТ328	18039	10427	1,5		27	18									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
329	РТ329	19039	10427	1,5		28	20									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
330	РТ330	20039	10427	1,5		29	21									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
331	РТ331	21039	10427	1,5		30	23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
332	РТ332	22039	10427	1,5		31	25	11								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
333	РТ333	23039	10427	1,5		32	27	15								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
334	РТ334	24039	10427	1,5	ИШ0037-7дБА, ИШ0031-1дБА, ИШ0032-1дБА, ИШ0033-1дБА, ИШ0034-1дБА, ИШ0035-1дБА, ИШ0038-1дБА, ИШ0039-1дБА, ИШ0040-1дБА	34	30	20	3	6					12	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
335	РТ335	25039	10427	1,5	ИШ0037-15дБА, ИШ0031-7дБА, ИШ0032-7дБА, ИШ0033-7дБА, ИШ0034-7дБА, ИШ0035-7дБА, ИШ0038-7дБА, ИШ0039-7дБА, ИШ0040-7дБА	36	32	24	14	15					19	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
336	РТ336	26039	10427	1,5	ИШ0037-25дБА	39	36	29	21	25					27	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
337	РТ337	27039	10427	1,5	ИШ0037-37дБА	44	42	36	30	37	17				38	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
338	РТ338	28039	10427	1,5	ИШ0037-43дБА, ИШ0027-35дБА	49	47	41	36	44	25	12			45	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
339	РТ339	29039	10427	1,5	ИШ0027-49дБА	53	51	45	40	49	33	23	12		50	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



340	РТ340	30039	10427	1,5	ИШ0027-32дБА, ИШ0017-32дБА, ИШ0007-30дБА, ИШ0047-25дБА		45	43	37	30	36	13			38	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
341	РТ341	31039	10427	1,5	ИШ0047-33дБА, ИШ0007-26дБА		44	41	34	28	34	10			35	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
342	РТ342	32039	10427	1,5	ИШ0047-32дБА		42	40	33	26	32	9			34	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
343	РТ343	33039	10427	1,5	ИШ0047-24дБА		38	35	28	19	24				26	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
344	РТ344	34039	10427	1,5	ИШ0047-15дБА, ИШ0050-7дБА, ИШ0049-7дБА, ИШ0048-7дБА, ИШ0045-7дБА, ИШ0044-7дБА, ИШ0043-7дБА, ИШ0042-7дБА, ИШ0041-7дБА		36	32	23	13	15				19	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
345	РТ345	35039	10427	1,5	ИШ0047-7дБА, ИШ0050-1дБА, ИШ0049-1дБА, ИШ0048-1дБА, ИШ0045-1дБА, ИШ0044-1дБА, ИШ0043-1дБА, ИШ0042-1дБА, ИШ0041-1дБА		34	29	19	3	6				12	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
346	РТ346	36039	10427	1,5			32	27	14							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
347	РТ347	37039	10427	1,5			31	25	11							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
348	РТ348	38039	10427	1,5			30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
349	РТ349	10039	9427	1,5			22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
350	РТ350	11039	9427	1,5			23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
351	РТ351	12039	9427	1,5			23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
352	РТ352	13039	9427	1,5			24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



353	РТ353	14039	9427	1,5		24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
354	РТ354	15039	9427	1,5		25									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
355	РТ355	16039	9427	1,5		26	10								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
356	РТ356	17039	9427	1,5		26	15								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
357	РТ357	18039	9427	1,5		27	18								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
358	РТ358	19039	9427	1,5		28	20								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
359	РТ359	20039	9427	1,5		29	21								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
360	РТ360	21039	9427	1,5		30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
361	РТ361	22039	9427	1,5		31	25	11							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
362	РТ362	23039	9427	1,5		32	27	15							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
363	РТ363	24039	9427	1,5	ИШ0037-6дБА, ИШ0031-1дБА, ИШ0032-1дБА, ИШ0033-1дБА, ИШ0034-1дБА, ИШ0035-1дБА, ИШ0038-1дБА, ИШ0039-1дБА, ИШ0040-1дБА	34	29	19	3	6				11	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
364	РТ364	25039	9427	1,5	ИШ0037-15дБА, ИШ0031-7дБА, ИШ0032-7дБА, ИШ0033-7дБА, ИШ0034-7дБА, ИШ0035-7дБА, ИШ0038-7дБА, ИШ0039-7дБА, ИШ0040-7дБА	36	32	23	13	15				19	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
365	РТ365	26039	9427	1,5	ИШ0037-24дБА	39	36	28	20	24				27	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



366	РТ366	27039	9427	1,5	ИШ0037-35дБА		43	41	34	28	35	13			36	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
367	РТ367	28039	9427	1,5	ИШ0037-39дБА		46	44	38	32	40	20	5		41	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
368	РТ368	29039	9427	1,5	ИШ0027-30дБА, ИШ0037-28дБА, ИШ0017-25дБА		44	41	34	28	33	8			35	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
369	РТ369	30039	9427	1,5	ИШ0047-28дБА, ИШ0027-26дБА, ИШ0017-23дБА, ИШ0007-19дБА, ИШ0037-19дБА		43	40	33	26	31	3			33	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
370	РТ370	31039	9427	1,5	ИШ0047-44дБА		49	47	41	36	44	27	16	1	45	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
371	РТ371	32039	9427	1,5	ИШ0047-42дБА		47	45	39	33	42	23	10		43	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
372	РТ372	33039	9427	1,5	ИШ0047-27дБА		39	36	29	22	27	1			29	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
373	РТ373	34039	9427	1,5	ИШ0047-17дБА, ИШ0050-8дБА, ИШ0049-8дБА, ИШ0048-8дБА, ИШ0045-7дБА, ИШ0044-7дБА, ИШ0043-7дБА, ИШ0042-7дБА, ИШ0041-7дБА		36	32	24	14	16				20	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
374	РТ374	35039	9427	1,5	ИШ0047-8дБА, ИШ0050-1дБА, ИШ0049-1дБА, ИШ0048-1дБА, ИШ0045-1дБА, ИШ0044-1дБА, ИШ0043-1дБА, ИШ0042-1дБА, ИШ0041-1дБА		34	29	19	4	7				12	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
375	РТ375	36039	9427	1,5			32	27	14							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
376	РТ376	37039	9427	1,5			31	25	11							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
377	РТ377	38039	9427	1,5			30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



378	РТ378	10039	8427	1,5		22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
379	РТ379	11039	8427	1,5		23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
380	РТ380	12039	8427	1,5		23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
381	РТ381	13039	8427	1,5		24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
382	РТ382	14039	8427	1,5		24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
383	РТ383	15039	8427	1,5		25									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
384	РТ384	16039	8427	1,5		26	10								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
385	РТ385	17039	8427	1,5		26	15								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
386	РТ386	18039	8427	1,5		27	17								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
387	РТ387	19039	8427	1,5		28	19								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
388	РТ388	20039	8427	1,5		29	21								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
389	РТ389	21039	8427	1,5		30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
390	РТ390	22039	8427	1,5		31	24	10							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
391	РТ391	23039	8427	1,5		32	26	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
392	РТ392	24039	8427	1,5	ИШ0037-ЗдБА	33	28	18	2	3				3	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



393	РТ393	25039	8427	1,5	ИШ0037-12дБА, ИШ0031-5дБА, ИШ0032-5дБА, ИШ0033-5дБА, ИШ0034-5дБА, ИШ0035-5дБА, ИШ0038-5дБА, ИШ0039-5дБА, ИШ0040-5дБА		35	31	22	6	11				16	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
394	РТ394	26039	8427	1,5	ИШ0037-19дБА, ИШ0031-9дБА, ИШ0032-9дБА, ИШ0033-9дБА, ИШ0034-9дБА, ИШ0035-9дБА, ИШ0038-9дБА, ИШ0039-9дБА, ИШ0040-9дБА		37	34	25	16	19				22	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
395	РТ395	27039	8427	1,5	ИШ0037-25дБА		39	36	29	21	25				27	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
396	РТ396	28039	8427	1,5	ИШ0037-26дБА, ИШ0027-18дБА		40	37	30	22	27				29	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
397	РТ397	29039	8427	1,5	ИШ0037-22дБА, ИШ0027-20дБА, ИШ0047-16дБА, ИШ0017-15дБА		40	37	30	21	24				28	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
398	РТ398	30039	8427	1,5	ИШ0047-25дБА, ИШ0027-17дБА, ИШ0037-15дБА		40	37	30	22	26				29	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
399	РТ399	31039	8427	1,5	ИШ0047-33дБА		42	40	33	26	33	10			34	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
400	РТ400	32039	8427	1,5	ИШ0047-32дБА		41	39	32	25	32	9			33	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
401	РТ401	33039	8427	1,5	ИШ0047-24дБА		38	35	27	19	23				26	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
402	РТ402	34039	8427	1,5	ИШ0047-15дБА, ИШ0050-7дБА, ИШ0049-7дБА, ИШ0048-7дБА, ИШ0045-7дБА, ИШ0044-7дБА, ИШ0043-7дБА, ИШ0042-7дБА, ИШ0041-7дБА		35	31	23	13	15				19	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



403	РТ403	35039	8427	1,5	ИШ0047-7дБА, ИШ0050-1дБА, ИШ0049-1дБА, ИШ0048-1дБА, ИШ0045-1дБА, ИШ0044-1дБА, ИШ0043-1дБА, ИШ0042-1дБА, ИШ0041-1дБА		33	29	18	3	6				12	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
404	РТ404	36039	8427	1,5			32	26	14							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
405	РТ405	37039	8427	1,5			31	24	11							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
406	РТ406	38039	8427	1,5			29	22								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
407	РТ407	10039	7427	1,5			22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
408	РТ408	11039	7427	1,5			23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
409	РТ409	12039	7427	1,5			23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
410	РТ410	13039	7427	1,5			24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
411	РТ411	14039	7427	1,5			24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
412	РТ412	15039	7427	1,5			25									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
413	РТ413	16039	7427	1,5			25	10								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
414	РТ414	17039	7427	1,5			26	13								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
415	РТ415	18039	7427	1,5			27	16								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
416	РТ416	19039	7427	1,5			27	18								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
417	РТ417	20039	7427	1,5			28	20								



Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
418	РТ418	21039	7427	1,5			29	22								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
419	РТ419	22039	7427	1,5			30	24								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
420	РТ420	23039	7427	1,5			31	25	12							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
421	РТ421	24039	7427	1,5			32	27	16							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
422	РТ422	25039	7427	1,5	ИШ0037-6дБА, ИШ0031-1дБА, ИШ0032-1дБА, ИШ0033-1дБА, ИШ0034-1дБА, ИШ0035-1дБА, ИШ0038-1дБА, ИШ0039-1дБА, ИШ0040-1дБА		34	29	19	3	6				11	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
423	РТ423	26039	7427	1,5	ИШ0037-12дБА, ИШ0031-5дБА, ИШ0032-5дБА, ИШ0033-5дБА, ИШ0034-5дБА, ИШ0035-5дБА, ИШ0038-5дБА, ИШ0039-5дБА, ИШ0040-5дБА		35	31	22	7	12				17	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
424	РТ424	27039	7427	1,5	ИШ0037-16дБА, ИШ0031-7дБА, ИШ0032-7дБА, ИШ0033-7дБА, ИШ0034-7дБА, ИШ0035-7дБА, ИШ0038-7дБА, ИШ0039-7дБА, ИШ0040-7дБА		36	33	24	14	16				20	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
425	РТ425	28039	7427	1,5	ИШ0037-16дБА, ИШ0027-10дБА, ИШ0040-7дБА, ИШ0039-7дБА, ИШ0038-7дБА, ИШ0035-7дБА, ИШ0034-7дБА, ИШ0033-7дБА, ИШ0032-7дБА, ИШ0031-7дБА		37	34	25	15	17				21	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



426	РТ426	29039	7427	1,5	ИШ0037-14дБА, ИШ0047-12дБА, ИШ0027-11дБА, ИШ0040-6дБА, ИШ0039-6дБА, ИШ0038-6дБА, ИШ0035-6дБА, ИШ0034-6дБА, ИШ0033-6дБА, ИШ0032-6дБА, ИШ0031-6дБА, ИШ0017-6дБА, ИШ0041-5дБА, ИШ0042-5дБА, ИШ0043-5дБА, ИШ0044-5дБА, ИШ0045-5дБА, ИШ0048-5дБА, ИШ0049-5дБА,		37	34	26	14	17					22		
Нет превышений нормативов							-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
427	РТ427	30039	7427	1,5	ИШ0047-18дБА, ИШ0027-10дБА, ИШ0037-10дБА, ИШ0041-9дБА, ИШ0042-9дБА, ИШ0043-9дБА, ИШ0044-9дБА, ИШ0045-9дБА, ИШ0048-9дБА, ИШ0049-9дБА, ИШ0050-9дБА		38	34	26	16	18						23	
Нет превышений нормативов							-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
428	РТ428	31039	7427	1,5	ИШ0047-22дБА		38	35	27	18	22						24	
Нет превышений нормативов							-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
429	РТ429	32039	7427	1,5	ИШ0047-22дБА		37	34	26	17	21						24	
Нет превышений нормативов							-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
430	РТ430	33039	7427	1,5	ИШ0047-17дБА, ИШ0050-8дБА, ИШ0049-8дБА, ИШ0048-8дБА, ИШ0045-8дБА, ИШ0044-8дБА, ИШ0043-8дБА, ИШ0042-8дБА, ИШ0041-8дБА		36	32	24	14	17						20	
Нет превышений нормативов							-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
431	РТ431	34039	7427	1,5	ИШ0047-11дБА, ИШ0050-5дБА, ИШ0049-5дБА, ИШ0048-5дБА, ИШ0045-5дБА, ИШ0044-5дБА, ИШ0043-5дБА, ИШ0042-5дБА, ИШ0041-5дБА		34	30	20	6	10						16	
Нет превышений нормативов							-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
432	РТ432	35039	7427	1,5	ИШ0047-3дБА		33	28	16	1	3						3	
Нет превышений нормативов							-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
433	РТ433	36039	7427	1,5			31	26	13									



Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
434	РТ434	37039	7427	1,5			30	24	10						
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
435	РТ435	38039	7427	1,5			29	22							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
436	РТ436	10039	6427	1,5			22								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
437	РТ437	11039	6427	1,5			23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
438	РТ438	12039	6427	1,5			23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
439	РТ439	13039	6427	1,5			24								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
440	РТ440	14039	6427	1,5			24								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
441	РТ441	15039	6427	1,5			25								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
442	РТ442	16039	6427	1,5			25	10							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
443	РТ443	17039	6427	1,5			26	11							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
444	РТ444	18039	6427	1,5			26	16							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
445	РТ445	19039	6427	1,5			27	18							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
446	РТ446	20039	6427	1,5			28	20							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
447	РТ447	21039	6427	1,5			29	21							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
448	РТ448	22039	6427	1,5			30	23							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
449	РТ449	23039	6427	1,5			31	24	10						
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



450	РТ450	24039	6427	1,5			32	26	12							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
451	РТ451	25039	6427	1,5			33	28	16							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
452	РТ452	26039	6427	1,5	ИШ0037-4дБА		34	29	19	2	4				4	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
453	РТ453	27039	6427	1,5	ИШ0037-7дБА, ИШ0031-1дБА, ИШ0032-1дБА, ИШ0033-1дБА, ИШ0034-1дБА, ИШ0035-1дБА, ИШ0038-1дБА, ИШ0039-1дБА, ИШ0040-1дБА		34	30	21	4	7				12	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
454	РТ454	28039	6427	1,5	ИШ0037-8дБА, ИШ0040-1дБА, ИШ0039-1дБА, ИШ0038-1дБА, ИШ0035-1дБА, ИШ0034-1дБА, ИШ0033-1дБА, ИШ0032-1дБА, ИШ0031-1дБА, ИШ0027-1дБА		35	31	22	4	8				12	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
455	РТ455	29039	6427	1,5	ИШ0037-5дБА, ИШ0047-5дБА, ИШ0027-2дБА, ИШ0040-0дБА, ИШ0039-0дБА, ИШ0038-0дБА, ИШ0035-0дБА, ИШ0034-0дБА, ИШ0033-0дБА, ИШ0032-0дБА, ИШ0031-0дБА, ИШ0041-0дБА, ИШ0042-0дБА, ИШ0043-0дБА, ИШ0044-0дБА, ИШ0045-0дБА, ИШ0048-0дБА, ИШ0049-0дБА, ИШ0050-0дБА		35	31	22	7	9				14	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
456	РТ456	30039	6427	1,5	ИШ0047-11дБА, ИШ0041-4дБА, ИШ0042-4дБА, ИШ0043-4дБА, ИШ0044-4дБА, ИШ0045-4дБА, ИШ0048-4дБА, ИШ0049-4дБА, ИШ0050-4дБА, ИШ0037-2дБА		35	31	23	7	11				16	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



457	РТ457	31039	6427	1,5	ИШ0047-13дБА, ИШ0041-6дБА, ИШ0042-6дБА, ИШ0043-6дБА, ИШ0044-6дБА, ИШ0045-6дБА, ИШ0048-6дБА, ИШ0049-6дБА, ИШ0050-6дБА		35	31	23	11	12				17	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
458	РТ458	32039	6427	1,5	ИШ0047-13дБА, ИШ0050-5дБА, ИШ0049-5дБА, ИШ0048-5дБА, ИШ0045-5дБА, ИШ0044-5дБА, ИШ0043-5дБА, ИШ0042-5дБА, ИШ0041-5дБА		35	31	22	7	12				17	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
459	РТ459	33039	6427	1,5	ИШ0047-10дБА, ИШ0050-4дБА, ИШ0049-4дБА, ИШ0048-4дБА, ИШ0045-4дБА, ИШ0044-4дБА, ИШ0043-4дБА, ИШ0042-4дБА, ИШ0041-4дБА		34	30	19	5	9				15	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
460	РТ460	34039	6427	1,5	ИШ0047-4дБА, ИШ0050-0дБА, ИШ0049-0дБА, ИШ0048-0дБА, ИШ0045-0дБА, ИШ0044-0дБА, ИШ0043-0дБА, ИШ0042-0дБА, ИШ0041-0дБА		33	28	17	2	4				10	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
461	РТ461	35039	6427	1,5			32	26	14							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
462	РТ462	36039	6427	1,5			31	25	11							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
463	РТ463	37039	6427	1,5			30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
464	РТ464	38039	6427	1,5			29	21								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
465	РТ465	10039	5427	1,5			22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
466	РТ466	11039	5427	1,5			22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



467	РТ467	12039	5427	1,5		23										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
468	РТ468	13039	5427	1,5		23										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
469	РТ469	14039	5427	1,5		24										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
470	РТ470	15039	5427	1,5		24										
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
471	РТ471	16039	5427	1,5		25	8									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
472	РТ472	17039	5427	1,5		26	10									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
473	РТ473	18039	5427	1,5		26	15									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
474	РТ474	19039	5427	1,5		27	16									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
475	РТ475	20039	5427	1,5		28	19									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
476	РТ476	21039	5427	1,5		28	20									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
477	РТ477	22039	5427	1,5		29	22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
478	РТ478	23039	5427	1,5		30	23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
479	РТ479	24039	5427	1,5		31	25	10								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
480	РТ480	25039	5427	1,5		32	26	12								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
481	РТ481	26039	5427	1,5		32	27	15								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
482	РТ482	27039	5427	1,5		33	28	17								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



483	РТ483	28039	5427	1,5			33	29	18							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
484	РТ484	29039	5427	1,5			34	29	19							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
485	РТ485	30039	5427	1,5	ИШ0047-2дБА		34	29	19		2				2	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
486	РТ486	31039	5427	1,5	ИШ0047-4дБА		34	29	19	2	4				4	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
487	РТ487	32039	5427	1,5	ИШ0047-3дБА		33	28	16	2	3				3	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
488	РТ488	33039	5427	1,5	ИШ0047-1дБА		33	27	15		1				1	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
489	РТ489	34039	5427	1,5			32	26	14							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
490	РТ490	35039	5427	1,5			31	25	12							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
491	РТ491	36039	5427	1,5			30	23	10							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
492	РТ492	37039	5427	1,5			29	22								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
493	РТ493	38039	5427	1,5			28	20								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
494	РТ494	10039	4427	1,5			22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
495	РТ495	11039	4427	1,5			22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
496	РТ496	12039	4427	1,5			23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
497	РТ497	13039	4427	1,5			23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
498	РТ498	14039	4427	1,5			24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



499	PT499	15039	4427	1,5		24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500	PT500	16039	4427	1,5		25									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
501	PT501	17039	4427	1,5		25	10								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
502	PT502	18039	4427	1,5		26	11								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
503	PT503	19039	4427	1,5		26	16								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
504	PT504	20039	4427	1,5		27	18								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
505	PT505	21039	4427	1,5		28	19								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
506	PT506	22039	4427	1,5		28	21								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
507	PT507	23039	4427	1,5		29	22								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
508	PT508	24039	4427	1,5		30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
509	PT509	25039	4427	1,5		31	24								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
510	PT510	26039	4427	1,5		31	25	10							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
511	PT511	27039	4427	1,5		32	26	11							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
512	PT512	28039	4427	1,5		32	26	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
513	PT513	29039	4427	1,5		32	27	14							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
514	PT514	30039	4427	1,5		32	27	14							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



515	PT515	31039	4427	1,5		32	27	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
516	PT516	32039	4427	1,5		32	26	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
517	PT517	33039	4427	1,5		31	25	12							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
518	PT518	34039	4427	1,5		31	24	11							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
519	PT519	35039	4427	1,5		30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
520	PT520	36039	4427	1,5		29	22								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
521	PT521	37039	4427	1,5		28	21								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
522	PT522	38039	4427	1,5		28	20								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
523	PT523	10039	3427	1,5		22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
524	PT524	11039	3427	1,5		22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
525	PT525	12039	3427	1,5		23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
526	PT526	13039	3427	1,5		23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
527	PT527	14039	3427	1,5		24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
528	PT528	15039	3427	1,5		24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
529	PT529	16039	3427	1,5		24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
530	PT530	17039	3427	1,5		25	9								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



531	PT531	18039	3427	1,5		26	10								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
532	PT532	19039	3427	1,5		26	14								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
533	PT533	20039	3427	1,5		27	16								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
534	PT534	21039	3427	1,5		27	18								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
535	PT535	22039	3427	1,5		28	20								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
536	PT536	23039	3427	1,5		28	21								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
537	PT537	24039	3427	1,5		29	22								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
538	PT538	25039	3427	1,5		30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
539	PT539	26039	3427	1,5		30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
540	PT540	27039	3427	1,5		30	24								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
541	PT541	28039	3427	1,5		31	25								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
542	PT542	29039	3427	1,5		31	25								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
543	PT543	30039	3427	1,5		31	25								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
544	PT544	31039	3427	1,5		31	25	10							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
545	PT545	32039	3427	1,5		31	24	10							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
546	PT546	33039	3427	1,5		30	24								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



547	PT547	34039	3427	1,5		30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
548	PT548	35039	3427	1,5		29	22								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
549	PT549	36039	3427	1,5		28	21								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
550	PT550	37039	3427	1,5		28	20								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
551	PT551	38039	3427	1,5		27	19								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
552	PT552	10039	2427	1,5		22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
553	PT553	11039	2427	1,5		22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
554	PT554	12039	2427	1,5		22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
555	PT555	13039	2427	1,5		23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
556	PT556	14039	2427	1,5		23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
557	PT557	15039	2427	1,5		24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
558	PT558	16039	2427	1,5		24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
559	PT559	17039	2427	1,5		25									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
560	PT560	18039	2427	1,5		25	9								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
561	PT561	19039	2427	1,5		26	10								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
562	PT562	20039	2427	1,5		26	14								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



563	PT563	21039	2427	1,5		27	17								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
564	PT564	22039	2427	1,5		27	18								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
565	PT565	23039	2427	1,5		28	19								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
566	PT566	24039	2427	1,5		28	20								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
567	PT567	25039	2427	1,5		29	21								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
568	PT568	26039	2427	1,5		29	22								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
569	PT569	27039	2427	1,5		29	22								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
570	PT570	28039	2427	1,5		30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
571	PT571	29039	2427	1,5		30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
572	PT572	30039	2427	1,5		30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
573	PT573	31039	2427	1,5		30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
574	PT574	32039	2427	1,5		29	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
575	PT575	33039	2427	1,5		29	22								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
576	PT576	34039	2427	1,5		29	21								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
577	PT577	35039	2427	1,5		28	20								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
578	PT578	36039	2427	1,5		28	20								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



579	PT579	37039	2427	1,5		27	19									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
580	PT580	38039	2427	1,5		27	17									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

У источников, вносящих основной вклад звуковому давлению в расчетной точке $L_{max} - L_i < 10 \text{ дБА}$.

Таблица 2.4. Расчетные максимальные уровни шума по октавным полосам частот

№	Среднегеометрическая частота, Гц	Координаты расчетных точек, м			Мах значение, дБ(А)	Норматив, дБ(А)	Требуется снижение, дБ(А)	Примечание
		X	Y	Z (высота)				
1	31,5 Гц	-	-	-	-	107	-	
2	63 Гц	29039	11427	1,5	53	95	-	
3	125 Гц	29039	11427	1,5	52	87	-	
4	250 Гц	29039	11427	1,5	46	82	-	
5	500 Гц	29039	11427	1,5	41	78	-	
6	1000 Гц	29039	11427	1,5	50	75	-	
7	2000 Гц	29039	11427	1,5	33	73	-	
8	4000 Гц	29039	11427	1,5	24	71	-	
9	8000 Гц	29039	11427	1,5	13	69	-	
10	Экв. уровень	29039	11427	1,5	51	80	-	
11	Мах. уровень	-	-	-	-	95	-	



РАСЧЕТ УРОВНЕЙ ШУМА

Объект: **Расчетная зона: по границе СЗ**

Список литературы

1. ГН уровней шума и инфразвука в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки, утверждены приказом министра здравоохранения РК № 841 от 03.12.2004
2. МСН 2.04-03-2005 Защита от шума
3. ГОСТ 31295.1-2005 Затухание шума при распространении на местности.
Часть 1. Расчет поглощения звука атмосферой
4. ГОСТ 31295.1-2005 Затухание шума при распространении на местности.
Часть 2. Общий метод расчета
5. ГН уровней шума на рабочих местах, утверждены приказом И.О. Министра здравоохранения РК
6. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, почвам и их безопасности, содержанию территорий городских и сельских населенных пунктов, условиям работы с источниками физических факторов, оказывающих воздействие на человека»

Таблица 1. **Характеристики источников шума**

1. [ИШ0001] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
X _с	Y _с	Z _с				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
29957	11717	3	0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования



2. [ИШ0002] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X _s	Y _s	Z _s
29958	11718	3

Дистанци я замера, м	Ф фактор направ- ленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров дБА	Макс. уров дБА
			31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц	8000Г ц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

3. [ИШ0003] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X _s	Y _s	Z _s
29959	11719	3

Дистанция замера, м	Фактор направленности	Ω прот. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. ур. дБА	Макс. ур. дБА
			31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

4. [ИШ0004] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X _s	Y _s	Z _s
29960	11720	3

Дистанц ия замера, м	Ф фактор направ- ленност и	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров дБА	Мак. уров дБА
			31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц	8000Г ц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

5. [ИШ0005] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X _s	Y _s	Z _s
29961	11721	3

Дистанция замера, м	Фактор направленности	Ω прот. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. ур. дБА	Мак. ур. дБА
			31,5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	



Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

6. [ИШ0006] Котел, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прот. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. урoв дБА	Max. урoв дБА	
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц			8000Гц
29962	11722	3	0	1	4π		23	24	27	30	37	46	42	33	49	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

7. [ИШ0007] Насос, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. урoв дБА	Max. урoв дБА	
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц			8000Гц
29963	11723	3	0	1	4π		97	94	93	94	108	92	86	83	108	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

8. [ИШ0008] Бульдозер, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров дБА	Max. уров дБА	
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц			8000Гц
29964	11724	3					100	99	93	87	83	78	74			69
			0	1	4π								90			

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

9. [ИШ0009] Экскаватор, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прот. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. ур. дБА	Max. ур. дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц		



ПРИЛОЖЕНИЕ

29965	11725	3	0	1	4л		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

10. [ИШ0010] Автосамосвал, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
29966	11726	3	0	1	4л		100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

11. [ИШ0011] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
29165	11189	3	0	1	4л		100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

12. [ИШ0012] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
29166	11189	3	0	1	4л		100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

13. [ИШ0013] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный



Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s
29167	11189	3

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

14. [ИШ0014] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s
29168	11189	3

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

15. [ИШ0015] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s
29169	11189	3

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

16. [ИШ0016] Котел, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s
29170	11189	3

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

17. [ИШ0017] Насос, Справочники пользователя

Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
			31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
			31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
			31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
			31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц		
0	1	4π		23	24	27	30	37	46	42	33	49	



ПРИЛОЖЕНИЕ

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
29171	11189	3	0	1	4π		97	94	93	94	108	92	86	83	108

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

18. [ИШ0018] Бульдозер, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
29172	11189	3	0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

19. [ИШ0019] Экскаватор, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
29173	11189	3	0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

20. [ИШ0020] Автосамосвал, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
29174	11189	3	0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования



21. [ИШ0021] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров дБА	Макс. уров дБА	
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц			8000Гц
28944	10701	3				0	100	99	93	87	83	78	74			69

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

22. [ИШ0022] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров дБА	Макс. уров дБА	
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц			8000Гц
28945	10701	3				0	100	99	93	87	83	78	74			69

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

23. [ИШ0023] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров дБА	Макс. уров дБА	
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц			8000Гц
28946	10701	3				0	100	99	93	87	83	78	74			69

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

24. [ИШ0024] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах							Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц



ПРИЛОЖЕНИЕ

28947	10701	3

	ленност и												
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

25. [ИШ0025] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X _s	Y _s	Z _s
28948	10701	3

Дистанция замера, м	Фактор направленности	Ω прот. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. ур. дБА	Макс. ур. дБА
			31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

26. [ИШ0026] Котел, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X _s	Y _s	Z _s
28949	10701	3

Дистанц ия замера, м	Ф фактор направ- ленност и	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
			31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц	8000Г ц		
0	1	4π		23	24	27	30	37	46	42	33	49	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

27. [ИШ0027] Насос, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X _s	Y _s	Z _s
28950	10701	3

Дистанция замера, м	Фактор направленности	Ω прот. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. ур. дБА	Мак. ур. дБА
			31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц		
0	1	4π		97	94	93	94	108	92	86	83	108	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

28. [ИШ0028] Бульдозер, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м

Дистанция	Ф фактор	Ω прос	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах	Экв. уров	Мах. уров



X_s	Y_s	Z_s
28951	10701	3

замера, м	направ- ленност и	т. угол	31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц	8000Г ц	дБА	дБА
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

29. [ИШ0029] Экскаватор, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X _s	Y _s	Z _s
28952	10701	3

Дистанц ия замера, м	Ф фактор направ- ленност и	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
			31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц	8000Г ц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

30. [ИШ0030] Автосамосвал, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X _s	Y _s	Z _s
28953	10701	3

Дистанц ия замера, м	Ф фактор направ- ленност и	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
			31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц	8000Г ц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

31. [ИШ0031] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X _s	Y _s	Z _s
27736	10027	3

Дистанц ия замера, м	Ф фактор направ- ленност и	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
			31,5Г ц	63Гц	125Г ц	250Г ц	500Г ц	1000Г ц	2000Г ц	4000Г ц	8000Г ц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

32. [ИШ0032] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный



Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s
27737	10027	3

Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
			31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

33. [ИШ0033] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s
27738	10027	3

Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
			31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

34. [ИШ0034] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s
27739	10027	3

Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
			31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

35. [ИШ0035] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s
27740	10027	3

Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
			31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования



36. [ИШ0036] Котел, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
27741	10027	3	0	1	4π		23	24	27	30	37	46	42	33	49

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

37. [ИШ0037] Насос, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
27742	10027	3	0	1	4π		97	94	93	94	108	92	86	83	108

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

38. [ИШ0038] Бульдозер, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
27743	10027	3	0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

39. [ИШ0039] Экскаватор, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м			Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
27744	10027	3	0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования



40. [ИШ0040] Автосамосвал, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
27745	10027	3	0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

41. [ИШ0041] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уров дБА	Мах. уров дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5Гц	63Гц	125Гц	250Гц	500Гц	1000Гц	2000Гц	4000Гц	8000Гц	
31477	9423	3	0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

42. [ИШ0042] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. ур ов., дБА	Мах . ур ов., дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5 Гц	63Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц	
31478	9423	3	0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

43. [ИШ0043] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанция замера, м	Ф фактор направленности	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности,дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. ур ов., дБА	Мах . ур ов., дБА
X _s	Y _s	Z _s				31,5 Гц	63Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц	
31479	9423	3	0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90



Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

44. [ИШ0044] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанция замера, м	Ф фактор направ - леннос ти	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уро в., дБА	Мах . уро в., дБА
						31,5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц	
X _s	Y _s	Z _s													
31480	9423	3	0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

45. [ИШ0045] ДЭС, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанция замера, м	Ф фактор направ - леннос ти	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уро в., дБА	Мах . уро в., дБА
						31,5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц	
X _s	Y _s	Z _s													
31481	9423	3	0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

46. [ИШ0046] Котел, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный

Координаты источника, м		Высота, м	Дистанция замера, м	Ф фактор направ - леннос ти	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах								Экв. уро в., дБА	Мах . уро в., дБА
						31,5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц	
X _s	Y _s	Z _s													
31482	9423	3	0	1	4π		23	24	27	30	37	46	42	33	49

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

47. [ИШ0047] Насос, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный, постоянный



Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s
31483	9423	3

Дистанция замера, м	Ф фактор направления	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. ур о в., дБА	Мах . ур о в., дБА
			31,5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц		
0	1	4π		97	94	93	94	108	92	86	83	108	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

48. [ИШ0048] Бульдозер, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s
31484	9423	3

Дистанция замера, м	Ф фактор направления	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. ур о в., дБА	Мах . ур о в., дБА
			31,5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

49. [ИШ0049] Экскаватор, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s
31485	9423	3

Дистанция замера, м	Ф фактор направления	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. ур о в., дБА	Мах . ур о в., дБА
			31,5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц		
0	1	4π		100	99	93	87	83	78	74	69	90	

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

50. [ИШ0050] Автосамосвал, Справочники пользователя

Тип: точечный. Характер шума: широкополосный , постоянный

Координаты источника, м		Высота, м
X_s	Y_s	Z_s

Дистанция замера, м	Ф фактор направления	Ω прос т. угол	Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. ур о в., дБА	Мах . ур о в., дБА
			31,5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц		



31486	9423	3	0	1	4π	100	99	93	87	83	78	74	69	90

Источник информации: СНиП II-12-77 Каталог шумовых характеристик технологического оборудования

2. Расчеты уровней шума по санитарной зоне (СЗЗ). Номер РП - 001 шаг 1000 м.

Поверхность земли: $\alpha=0,3$ травяной или снежный покров

Таблица 2.1. Норматив допустимого шума на территории

Назначение помещений или территорий	Время суток, час	Уровни звукового давления, дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. ур. в., дБА	Мак. ур. в., дБА
		31,5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц		
23. Территории, непосредственно прилегающие к зданиям поликлиник, школ и других учебных заведений, детских дошкольных учреждений, площадки отдыха микрорайонов и групп жилых домов	с 7 до 23 ч.	90	75	66	59	54	50	47	45	44	55	70

Источник информации: СН РК 2.04-03-2011 "Защита от шума"

Таблица 2.2. Расчетные уровни шума

№	Идентификатор РТ	координаты расчетных точек, м			Основной вклад источниками*	Уровни звукового давления, дБ, на среднегеометрических частотах									Экв. ур. в., дБА	Мак. ур. в., дБА
		X _{рт}	Y _{рт}	Z _{рт} (высота)		31,5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц		
1	РТ001	33449	5620	1,5	ИШ0047-1дБА		32	27	15		1				1	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	РТ002	33324	5614	1,5	ИШ0047-2дБА		33	27	15	1	2				2	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	РТ003	32439	5625	1,5	ИШ0047-4дБА, ИШ0050-0дБА, ИШ0049-0дБА, ИШ0048-0дБА, ИШ0045-0дБА, ИШ0044-0дБА, ИШ0043-0дБА, ИШ0042-0дБА, ИШ0041-0дБА		33	28	17	2	4				10	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



4	PT004	31554	5636	1,5	ИШ0047-6дБА, ИШ0050-0дБА, ИШ0049-0дБА, ИШ0048-0дБА, ИШ0045-0дБА, ИШ0044-0дБА, ИШ0043-0дБА, ИШ0042-0дБА, ИШ0041-0дБА		34	29	19	3	6				11	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	PT005	31554	5638	1,5	ИШ0047-6дБА, ИШ0050-0дБА, ИШ0049-0дБА, ИШ0048-0дБА, ИШ0045-0дБА, ИШ0044-0дБА, ИШ0043-0дБА, ИШ0042-0дБА, ИШ0041-0дБА		34	29	19	3	6				11	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	PT006	31475	5640	1,5	ИШ0047-6дБА, ИШ0041-0дБА, ИШ0042-0дБА, ИШ0043-0дБА, ИШ0044-0дБА, ИШ0045-0дБА, ИШ0048-0дБА, ИШ0049-0дБА, ИШ0050-0дБА		34	29	19	3	6				11	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	PT007	30506	5729	1,5	ИШ0047-5дБА, ИШ0041-0дБА, ИШ0042-0дБА, ИШ0043-0дБА, ИШ0044-0дБА, ИШ0045-0дБА, ИШ0048-0дБА, ИШ0049-0дБА, ИШ0050-0дБА		34	30	20	3	5				11	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	PT008	29536	5817	1,5	ИШ0047-3дБА		34	30	20	1	3				3	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	PT009	28566	5906	1,5	ИШ0037-2дБА		34	30	20	1	2				2	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	PT010	28567	5907	1,5	ИШ0037-2дБА		34	30	20	1	2				2	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	PT011	28532	5909	1,5	ИШ0037-2дБА		34	30	20	1	2				2	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	PT012	28409	5933	1,5	ИШ0037-3дБА		34	30	20	1	3				3	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	PT013	28290	5972	1,5	ИШ0037-3дБА		34	30	20	1	3				3	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



ПРИЛОЖЕНИЕ

14	PT014	27459	6300	1,5	ИШ0037-6дБА, ИШ0031-1дБА, ИШ0032-1дБА, ИШ0033-1дБА, ИШ0034-1дБА, ИШ0035-1дБА, ИШ0038-1дБА, ИШ0039-1дБА, ИШ0040-1дБА		35	30	21	3	6				11	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	PT015	26708	6390	1,5	ИШ0037-6дБА, ИШ0031-1дБА, ИШ0032-1дБА, ИШ0033-1дБА, ИШ0034-1дБА, ИШ0035-0дБА, ИШ0038-0дБА, ИШ0039-0дБА, ИШ0040-0дБА		34	30	20	3	6				11	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	PT016	25958	6481	1,5	ИШ0037-4дБА		34	29	19	2	4				4	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	PT017	25207	6571	1,5	ИШ0037-1дБА		33	28	17		1				1	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	PT018	24457	6661	1,5			32	27	15							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	PT019	24457	6663	1,5			32	27	15							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	PT020	24408	6668	1,5			32	27	15							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	PT021	24286	6697	1,5			32	27	14							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	PT022	24169	6741	1,5			32	27	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	PT023	24057	6799	1,5			32	27	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	PT024	23954	6871	1,5			32	26	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	PT025	23861	6955	1,5			32	26	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	PT026	23779	7050	1,5			32	26	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



ПРИЛОЖЕНИЕ

27	PT027	23710	7154	1,5			32	26	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	PT028	23654	7267	1,5			32	26	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	PT029	23613	7385	1,5			32	26	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	PT030	23587	7508	1,5			32	27	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	PT031	23576	7633	1,5			32	27	14							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	PT032	23581	7759	1,5			32	27	14							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	PT033	23602	7883	1,5			32	27	15							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	PT034	23639	8003	1,5			32	27	16							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	PT035	23690	8118	1,5			33	27	16							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	PT036	23755	8225	1,5	ИШ0037-1дБА		33	28	16		1				1	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	PT037	23833	8323	1,5	ИШ0037-2дБА		33	28	17		2				2	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	PT038	23923	8411	1,5	ИШ0037-3дБА		33	28	18	1	3				3	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	PT039	24023	8487	1,5	ИШ0037-4дБА		33	29	18	2	4				4	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	PT040	24132	8550	1,5	ИШ0037-5дБА, ИШ0031-0дБА, ИШ0032-0дБА, ИШ0033-0дБА, ИШ0034-0дБА, ИШ0035-0дБА, ИШ0038-0дБА, ИШ0039-0дБА, ИШ0040-0дБА		33	29	19	2	5				10	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



41	РТ041	24248	8598	1,5	ИШ0037-6дБА, ИШ0031-1дБА, ИШ0032-1дБА, ИШ0033-1дБА, ИШ0034-1дБА, ИШ0035-1дБА, ИШ0038-1дБА, ИШ0039-1дБА, ИШ0040-1дБА		34	29	19	3	6				11	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	РТ042	24369	8632	1,5	ИШ0037-8дБА, ИШ0031-1дБА, ИШ0032-1дБА, ИШ0033-1дБА, ИШ0034-1дБА, ИШ0035-1дБА, ИШ0038-1дБА, ИШ0039-1дБА, ИШ0040-1дБА		34	29	20	4	7				12	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	РТ043	24493	8650	1,5	ИШ0037-9дБА, ИШ0031-1дБА, ИШ0032-1дБА, ИШ0033-1дБА, ИШ0034-1дБА, ИШ0035-1дБА, ИШ0038-1дБА, ИШ0039-1дБА, ИШ0040-1дБА		34	30	20	4	8				13	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	РТ044	24711	8668	1,5	ИШ0037-11дБА, ИШ0031-4дБА, ИШ0032-4дБА, ИШ0033-4дБА, ИШ0034-4дБА, ИШ0035-4дБА, ИШ0038-4дБА, ИШ0039-4дБА, ИШ0040-4дБА		35	30	21	5	9				15	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	РТ045	24308	9224	1,5	ИШ0037-9дБА, ИШ0031-1дБА, ИШ0032-1дБА, ИШ0033-1дБА, ИШ0034-1дБА, ИШ0035-1дБА, ИШ0038-1дБА, ИШ0039-1дБА, ИШ0040-1дБА		34	30	20	4	8				13	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
46	РТ046	24308	9224	1,5	ИШ0037-9дБА, ИШ0031-1дБА, ИШ0032-1дБА, ИШ0033-1дБА, ИШ0034-1дБА, ИШ0035-1дБА, ИШ0038-1дБА, ИШ0039-1дБА, ИШ0040-1дБА		34	30	20	4	8				13	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



47	PT047	24306	9227	1,5	ИШ0037-9дБА, ИШ0031-1дБА, ИШ0032-1дБА, ИШ0033-1дБА, ИШ0034-1дБА, ИШ0035-1дБА, ИШ0038-1дБА, ИШ0039-1дБА, ИШ0040-1дБА		34	30	20	4	8				13	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
48	PT048	24239	9333	1,5	ИШ0037-8дБА, ИШ0031-1дБА, ИШ0032-1дБА, ИШ0033-1дБА, ИШ0034-1дБА, ИШ0035-1дБА, ИШ0038-1дБА, ИШ0039-1дБА, ИШ0040-1дБА		34	30	20	4	7				12	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
49	PT049	24006	9762	1,5	ИШ0037-6дБА, ИШ0031-1дБА, ИШ0032-1дБА, ИШ0033-1дБА, ИШ0034-1дБА, ИШ0035-1дБА, ИШ0038-1дБА, ИШ0039-1дБА, ИШ0040-1дБА		34	29	19	3	6				11	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
50	PT050	23461	10153	1,5	ИШ0037-1дБА		33	28	18		1				1	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
51	PT051	22917	10544	1,5			32	27	15							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
52	PT052	22020	10908	1,5			31	25	10							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
53	PT053	22020	10909	1,5			31	25	10							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
54	PT054	22017	10910	1,5			31	25	10							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
55	PT055	21904	10965	1,5			31	25	10							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
56	PT056	21799	11033	1,5			31	25	10							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
57	PT057	21102	11553	1,5			30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
58	PT058	21103	11555	1,5			30	23								



Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
59	PT059	21054	11592	1,5			30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
60	PT060	20963	11679	1,5			30	23								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
61	PT061	20410	12281	1,5			29	22								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
62	PT062	19857	12884	1,5			28	20								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
63	PT063	19859	12886	1,5			28	20								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
64	PT064	19810	12940	1,5			28	20								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
65	PT065	19738	13043	1,5			28	20								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
66	PT066	19680	13154	1,5			28	20								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
67	PT067	19636	13272	1,5			28	20								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
68	PT068	19608	13394	1,5			28	20								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
69	PT069	19595	13519	1,5			28	20								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
70	PT070	19598	13645	1,5			28	19								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
71	PT071	19616	13769	1,5			28	19								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
72	PT072	19650	13890	1,5			28	19								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
73	PT073	19699	14006	1,5			28	19								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
74	PT074	19762	14114	1,5			28	19								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



ПРИЛОЖЕНИЕ

75	PT075	19837	14214	1,5		28	19									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
76	PT076	19925	14304	1,5		28	20									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
77	PT077	20024	14382	1,5		28	20									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
78	PT078	20131	14447	1,5		28	20									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
79	PT079	20246	14498	1,5		28	20									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
80	PT080	20366	14534	1,5		28	20									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
81	PT081	21218	14733	1,5		29	22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
82	PT082	21219	14731	1,5		29	22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
83	PT083	21285	14746	1,5		29	22									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
84	PT084	22112	14881	1,5		30	23									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
85	PT085	22939	15016	1,5		30	24									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
86	PT086	23767	15151	1,5		31	25									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
87	PT087	24594	15286	1,5		32	26									
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
88	PT088	25421	15421	1,5		32	27	16								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
89	PT089	25422	15419	1,5		32	27	16								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
90	PT090	25493	15430	1,5		32	27	16								
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



ПРИЛОЖЕНИЕ

91	PT091	26107	15485	1,5			33	28	17							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
92	PT092	26720	15541	1,5			33	28	18							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
93	PT093	26721	15539	1,5			33	28	18							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
94	PT094	26746	15543	1,5			33	28	18							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
95	PT095	26872	15543	1,5			33	29	18							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
96	PT096	26996	15527	1,5			33	29	19							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
97	PT097	27118	15496	1,5			34	29	19							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
98	PT098	27235	15450	1,5			34	29	19							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
99	PT099	27345	15390	1,5			34	29	20							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
100	PT100	27528	15274	1,5	ИШ0007-1дБА, ИШ0017-1дБА		34	30	20		4				4	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
101	PT101	27578	15331	1,5	ИШ0007-1дБА, ИШ0017-0дБА		34	30	20		4				4	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
102	PT102	27579	15330	1,5	ИШ0007-1дБА, ИШ0017-0дБА		34	30	20		4				4	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
103	PT103	27653	15406	1,5	ИШ0007-1дБА		34	30	20		1				1	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
104	PT104	27751	15485	1,5	ИШ0007-1дБА		34	29	20		1				1	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
105	PT105	27858	15550	1,5	ИШ0007-1дБА		34	29	20		1				1	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
106	PT106	27972	15602	1,5	ИШ0007-1дБА		34	29	20		1				1	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



ПРИЛОЖЕНИЕ

107	PT107	28092	15639	1,5	ИШ0007-1дБА		34	29	20		1				1	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
108	PT108	28216	15660	1,5	ИШ0007-1дБА		34	29	20		1				1	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
109	PT109	29018	15749	1,5	ИШ0007-3дБА		34	29	20	1	3				3	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
110	PT110	29820	15837	1,5	ИШ0007-3дБА		34	29	19	1	3				3	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
111	PT111	29820	15836	1,5	ИШ0007-3дБА		34	29	19	1	3				3	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
112	PT112	29929	15843	1,5	ИШ0007-3дБА		34	29	19	1	3				3	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
113	PT113	30864	15843	1,5	ИШ0007-2дБА		34	29	18	1	2				2	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
114	PT114	31799	15843	1,5			33	28	17							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
115	PT115	31799	15842	1,5			33	28	17							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
116	PT116	31880	15840	1,5			33	28	17							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
117	PT117	32005	15822	1,5			33	28	17							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
118	PT118	32126	15788	1,5			33	28	17							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
119	PT119	32241	15740	1,5			33	28	17							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
120	PT120	32350	15677	1,5			33	28	17							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
121	PT121	32450	15602	1,5			33	28	17							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
122	PT122	32540	15514	1,5			33	28	17							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



ПРИЛОЖЕНИЕ

123	PT123	33165	14823	1,5	ИШ0007-0дБА		33	28	18							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
124	PT124	33790	14131	1,5			33	28	18							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
125	PT125	33789	14130	1,5			33	28	18							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
126	PT126	33845	14065	1,5			33	28	18							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
127	PT127	34321	13438	1,5			33	28	18							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
128	PT128	34796	12812	1,5			33	28	17							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
129	PT129	35272	12185	1,5			33	28	16							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
130	PT130	35271	12185	1,5			33	28	16							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
131	PT131	35278	12177	1,5			33	28	16							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
132	PT132	35726	11574	1,5			32	27	15							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
133	PT133	36174	10971	1,5			32	26	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
134	PT134	36172	10970	1,5			32	26	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
135	PT135	36213	10914	1,5			32	26	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
136	PT136	36274	10804	1,5			32	26	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
137	PT137	36321	10688	1,5			32	26	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
138	PT138	36353	10566	1,5			32	26	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



ПРИЛОЖЕНИЕ

139	PT139	36369	10442	1,5			32	26	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
140	PT140	36369	10316	1,5			32	26	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
141	PT141	36354	10192	1,5			32	26	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
142	PT142	36324	10070	1,5			32	26	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
143	PT143	36278	9953	1,5			32	26	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
144	PT144	36218	9843	1,5			32	26	14							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
145	PT145	35937	9396	1,5	ИШ0047-0дБА		32	27	15							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
146	PT146	36086	8575	1,5			32	26	14							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
147	PT147	36234	7754	1,5			31	25	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
148	PT148	36232	7754	1,5			31	25	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
149	PT149	36238	7728	1,5			31	25	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150	PT150	36249	7603	1,5			31	25	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
151	PT151	36245	7477	1,5			31	25	12							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
152	PT152	36224	7353	1,5			31	25	12							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
153	PT153	36189	7233	1,5			31	25	12							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
154	PT154	36138	7118	1,5			31	25	12							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



ПРИЛОЖЕНИЕ

155	PT155	36074	7010	1,5			31	25	12							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
156	PT156	35996	6911	1,5			31	25	12							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
157	PT157	35907	6823	1,5			31	25	12							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
158	PT158	35807	6746	1,5			31	25	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
159	PT159	35699	6683	1,5			31	25	13							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
160	PT160	35061	6362	1,5			32	26	14							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
161	PT161	34423	6041	1,5			32	27	15							
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
162	PT162	33785	5721	1,5	ИШ0047-1дБА		32	27	15		1				1	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
163	PT163	33785	5722	1,5	ИШ0047-1дБА		32	27	15		1				1	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
164	PT164	33692	5680	1,5	ИШ0047-1дБА		32	27	15		1				1	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
165	PT165	33573	5642	1,5	ИШ0047-1дБА		32	27	15		1				1	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
166	PT166	33449	5620	1,5	ИШ0047-1дБА		32	27	15		1				1	
Нет превышений нормативов						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

У источников, вносящих основной вклад звуковому давлению в расчетной точке $L_{max} - L_i < 10$ дБА.

Таблица 2.3. **Расчетные максимальные уровни шума по октавным полосам частот**

№	Среднегеометрическая частота, Гц	Координаты расчетных точек, м			Максимальное значение, дБ(А)	Норматив, дБ(А)	Требуется снижение, дБ(А)	Примечание
		X	Y	Z (высота)				
1	31,5 Гц	-	-	-	-	90	-	
2	63 Гц	24711	8668	1,5	35	75	-	



ПРИЛОЖЕНИЕ

3	125 Гц	24711	8668	1,5	30	66	-	
4	250 Гц	24711	8668	1,5	21	59	-	
5	500 Гц	24711	8668	1,5	5	54	-	
6	1000 Гц	24711	8668	1,5	9	50	-	
7	2000 Гц	33449	5620	1,5	0	47	-	
8	4000 Гц	33449	5620	1,5	0	45	-	
9	8000 Гц	33449	5620	1,5	0	44	-	
10	Экв. уровень	24711	8668	1,5	15	55	-	
11	Мах. уровень	-	-	-	-	70	-	



ПРИЛОЖЕНИЕ 9. ДОКУМЕНТЫ, СПРАВКИ, СОГЛАСОВАНИЯ

7

Приложение к Лицензии
серии МГ № 966 (нефть)

ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ
"КАЗГОСНЕДРА"

ГОРНЫЙ ОТВОД

Выдан "Оман Ойл Компани Лимитед" для добычи углеводородно-го сырья на месторождении Дунга.

Горный отвод расположен на территории Блоков XXXV-9-F (частично), XXXV-10-D (частично) в Тупкараганском районе Мангистауской области и обозначен на прилагаемом топографическом плане угловыми точками:

1. 44° 06' 00" с.ш. 50° 52' 00" в.д.	3. 44° 08' 00" с.ш. 51° 10' 00" в.д.
2. 44° 08' 00" с.ш. 50° 52' 00" в.д.	4. 44° 00' 00" с.ш. 51° 10' 00" в.д.
5. 44° 00' 00" с.ш. 51° 02' 00" в.д.	

а также на вертикальных разрезах до глубины минус - 2500 м

Площадь Горного отвода, обозначенного на топографическом плане угловыми точками, составляет 28 125,9 (двадцать восемь тысяч сто двадцать пять и девять десятых) га.

"29" ноября 1996 г.

Заместитель начальника
ГУМР "Казгоснедра"
Начальник Управления
недропользования углеводородного сырья



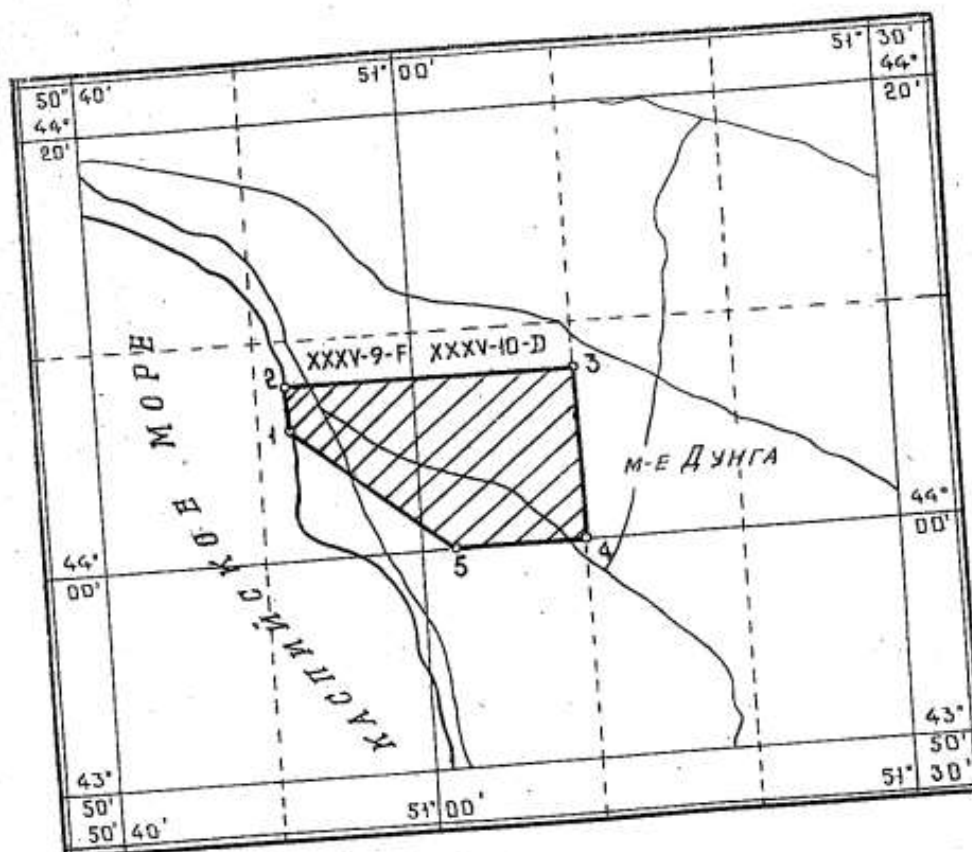
О.А. Акчулаков

г. Алматы



МЕСТОРОЖДЕНИЕ ДУНГА
Тупкараганский район Мангистауской области
Блоки XXXV-9-F (частично), XXXV-10-D (частично)

МАСШТАБ 1:500 000



1. 44° 06' 00" с.ш. 50° 52' 00" в.д.
2. 44° 08' 00" с.ш. 50° 52' 00" в.д.
3. 44° 08' 00" с.ш. 51° 10' 00" в.д.
4. 44° 00' 00" с.ш. 51° 10' 00" в.д.
5. 44° 00' 00" с.ш. 51° 02' 00" в.д.



DUNGA OPERATING GmbH

СПРАВКА

Филиал «Dunga Operating GmbH» в Республике Казахстан сообщает, что на участке геологического отвода месторождения Дунга отсутствуют подземные воды питьевого качества.

Данная информация также подтверждается на единой платформе недропользователей <https://minerals.e-qazyna.kz/ru/contracts-map>.

С уважением,
от имени «Dunga Operating GmbH»

Заместитель генерального директора по геологии, разработке и бурению
Жайканов А.Б.

Телерахман Жасулан
Тел: 8(7292)57-16-46
zhaimulan.aimurkhanov@dunga.kz

Postal Address/Қазіргі мекенжайы/Телефонный адрес: Micro district 12, building 79/1, Astana, 130000, Republic of Kazakhstan / 79/1 микрорайон, 12 ұйым ауданы, 130000, Астана қ., Қазақстан / Здание №79/1, мкр. 12, 130000, Астана, Казахстан

Tel / Тел: +7 (7292) 57 17 00

Филиал «Dunga Operating GmbH» в Республике Казахстан / Branch of Dunga Operating GmbH in the Republic of Kazakhstan
Headquarters Address: Office of Field Fischer Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB, Am Sandtorkai 68, 20457 Hamburg, Germany, Registration Number HRB 75447



Нысанның БҚЖ бойынша коды Код формы по ОКУД КҮЖЖ бойынша ұйым коды Код организации по ОКПО	
Қазақстан Республикасы Денсаулық сақтау министрлігі Министерство здравоохранения Республики Казахстан	
Мемлекеттік органның атауы Наименование государственного органа «Қазақстан Республикасының Денсаулық сақтау министрлігі Санитариялық-эпидемиологиялық бақылау комитеті Маңғыстау облысының санитариялық- эпидемиологиялық бақылау департаменті Тунқараған аудандық санитариялық-эпидемиологиялық бақылау басқармасы» республикалық мемлекеттік мекемесі Республиканское государственное учреждение « Тунқарағанское районное Управление санитарно- эпидемиологического контроля Департамента санитарно- эпидемиологического контроля Маңғыстауской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан»	

Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды
Санитарно-эпидемиологическое заключение

№ R 04 XKZ92VBZ00040397

Дата: 10.01.2023 ж. (г.)

1. Санитариялык-эпидемиологиялык сараптау (Санитарно-эпидемиологическая экспертиза)

Филмал "Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ" в Республике Казахстан

[illegible]

Жүргізілді (Проведена) Заявление от 30.12.2022 19:38:16 № KZ72RLS00095160

өтініш, ұйғарым, жаулы бейманына, жоқорсы және басқа да түрде (күбі, шөкірі) тап барғаннан, ардақтанған, қастағынғаннан, шағынға а дүгіне (дата, номер)

2. Тапсырыс (өтініш) беруші (Заказчик)(заявитель) **Филиал "Тоталь Е энд П Лунга ГмбХ" в Республике Казахстан, Мангистауская область, Тупкараганский район, месторождение "Донга"**.

Персональні жартівливі суб'єктині назви: імена-жартівки, телефони, жартівливі тити, ати, жартівні ати, дізна.
 (лічильне записування чоловічого роду суб'єкта (приналежність), адрес: місцевості/міста/область, телефон, Фамілія, імя, прізвище) рукописними

3. Санитариялық-эпидемиологиялық сараптау жүргізілетін нысанның қолданылу аумағы (Область применения объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы)

Өндірістік нысан

сала, қайраткерлік ортасы, орналасқан орны, мекен-жайы (вид деятельность)

4.Жобалар, материалдар дайындалды (Проекты, материалы разработаны (подготовлены) ТОО «Caspian HES Consulting» директор Маркабаева Э.Н.

5. Үсынылган хужаттар (Представленные документы) 1. Заявление; 2. Проектная документация.

6. Өнімнің үлгілері ұсынылды (Представлены образцы продукции) қажет етпейді

7. Басқа ұйымдардың сараптау қорытындысы (егер болса) (Экспертное заключение других организаций если имеются)

қажетті етпейді

Қорытынды берген ұйымның атауы (наименование организации выдавшей заключение)

8. Сараптама жургізілетін нысанның толық санитариялық-гигиеналық сипаттамасы мен оған берілетін баға (қызметке, үрдіске, жағдайға, технологияға, өндіріске, өнімге) (Полная санитарно-гигиеническая характеристика и оценка объекта экспертизы (услуг, процессов, условий, технологий, производств, продукции))

АННОТАЦИЯ «Проект определения расчетной (окончательной) санитарно-защитной зоны» для производственных объектов Филиала Компании «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ», расположенных в Тупкарагнаском районе Мангистауской области разработан ТОО «Caspian HES Consulting», г. Актау (Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

договор КР 2003 года № 7, заключенный между государственным учреждением «Управление культуры и туризма» г. Габима, и Габимским районом, в соответствии с которым безвозмездно передано в пользование районного центра «Сибирское К» порталов для хранения, экспонирования, архивирования, публикации информации, «www.sibcrs.kz порталов» для размещения рекламы.

Выйдя документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи равнозначном документу на бумажном носителе». Электронный документ сформирован на портале «www.sibcrs.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале «www.sibcrs.kz».



Филиал "Тоталь Е энд П Лунга ГмбХ" в Республике Казахстан

Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденных приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2;

Ұсыныстар (Предложения):

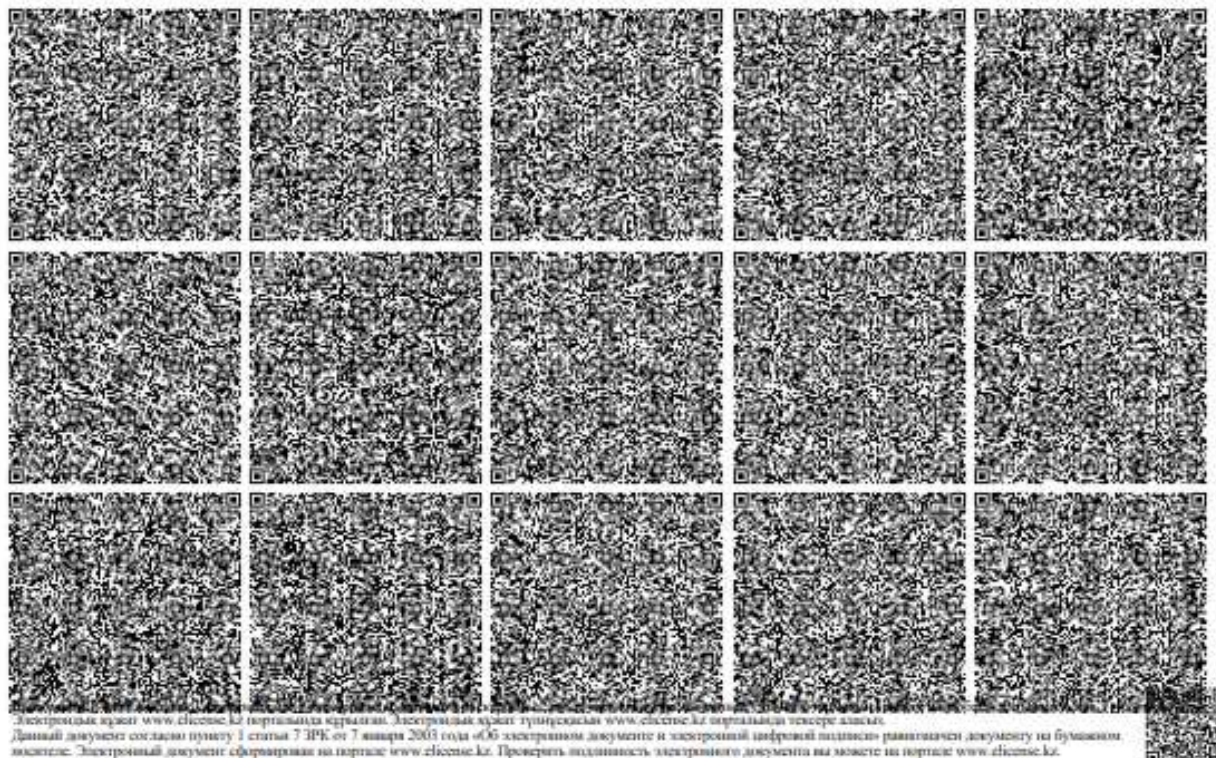
На основании Кодекса Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» настоящее санитарно-эпидемиологическое заключение имеет обязательную силу

Республиканское государственное учреждение «Тупкараганское районное Управление санитарно-эпидемиологического контроля Департамента санитарно-эпидемиологического контроля Мангистауской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан»

(Главный государственный санитарный врач (заместитель))

Танатова Гүлжан

тегі, аты, әкесінің аты, қолы (фамилия, имя, отчество, подпись)





№: KZ61VCZ03759207

Министерство экологии и природных ресурсов Республики Казахстан

Республиканское государственное учреждение "Департамент экологии по Мангистауской области
Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов
Республики Казахстан"

ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ РАЗРЕШЕНИЕ
на воздействие для объектов I категории

(наименование оператора)

Филиал "Dunga Operating GmbH" в Республике Казахстан, 130000, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН,
МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, АКТАУ Г.А., Г.АКТАУ, Микрорайон 12, здание № 79/1
(индекс, почтовый адрес)

Индивидуальный идентификационный номер/бизнес-идентификационный номер: 000941000344

Наименование производственного объекта: Филиал «Dunga Operating GmbH»

Местонахождение производственного объекта:

МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, ТУПКАРАГАНСКИЙ РАЙОН, С.О.САИН
МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, ТУПКАРАГАНСКИЙ РАЙОН, С.О.САИН
МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, ТУПКАРАГАНСКИЙ РАЙОН, С.О.САИН
МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, ТУПКАРАГАНСКИЙ РАЙОН, С.О.САИН
МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, ТУПКАРАГАНСКИЙ РАЙОН, С.О.САИН
МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, ТУПКАРАГАНСКИЙ РАЙОН, С.О.САИН
МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, ТУПКАРАГАНСКИЙ РАЙОН, С.О.САИН
МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, ТУПКАРАГАНСКИЙ РАЙОН, С.О.САИН
МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, ТУПКАРАГАНСКИЙ РАЙОН, С.О.САИН
МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, ТУПКАРАГАНСКИЙ РАЙОН, С.О.САИН
МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, ТУПКАРАГАНСКИЙ РАЙОН, С.О.САИН
МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, ТУПКАРАГАНСКИЙ РАЙОН, С.О.САИН
МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, ТУПКАРАГАНСКИЙ РАЙОН, С.О.САИН
МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, ТУПКАРАГАНСКИЙ РАЙОН, С.О.САИН

Соблюдать следующие условия

1. Производить выбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

к 2025 году	1991,46249 тонн
к 2026 году	_____ тонн
к 2027 году	_____ тонн
к 2028 году	_____ тонн
к 2029 году	_____ тонн
к 2030 году	_____ тонн
к 2031 году	_____ тонн
к 2032 году	_____ тонн
к 2033 году	_____ тонн
к 2034 году	_____ тонн

2. Производить сбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

Был куплен КР 2003 года выпуска 7 экземпляры «Электронный журнал экологического контроля» (далее - журнал) и 7 копий, 1 экземпляр сдается в архив. Журнал, купленный в 2003 году, является оригиналом. Электронный журнал, купленный в 2003 году, является копией. 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-office.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.e-office.kz.



в 2025 году	_____	тонн
в 2026 году	_____	тонн
в 2027 году	_____	тонн
в 2028 году	_____	тонн
в 2029 году	_____	тонн
в 2030 году	_____	тонн
в 2031 году	_____	тонн
в 2032 году	_____	тонн
в 2033 году	_____	тонн
в 2034 году	_____	тонн

3. Производить накопление отходов в объемах, не превышающих:

в 2025 году	13565 42766	тонн
в 2026 году	_____	тонн
в 2027 году	_____	тонн
в 2028 году	_____	тонн
в 2029 году	_____	тонн
в 2030 году	_____	тонн
в 2031 году	_____	тонн
в 2032 году	_____	тонн
в 2033 году	_____	тонн
в 2034 году	_____	тонн

4. Производить захоронение отходов в объемах (при наличии собственного полигона), не превышающих:

в 2025 году	_____	тонн
в 2026 году	_____	тонн
в 2027 году	_____	тонн
в 2028 году	_____	тонн
в 2029 году	_____	тонн
в 2030 году	_____	тонн
в 2031 году	_____	тонн
в 2032 году	_____	тонн
в 2033 году	_____	тонн
в 2034 году	_____	тонн

5. Производить размещение серы в открытом виде на серных картах в объемах, не превышающих:

в 2025 году	_____	тонн
в 2026 году	_____	тонн
в 2027 году	_____	тонн
в 2028 году	_____	тонн
в 2029 году	_____	тонн
в 2030 году	_____	тонн
в 2031 году	_____	тонн
в 2032 году	_____	тонн
в 2033 году	_____	тонн
в 2034 году	_____	тонн

6. Не превышать нормативы эмиссий (выбросы, сбросы), лимиты накопления отходов, лимиты захоронения отходов (при наличии собственного полигона), размещение серы в открытом виде на серных картах, установленные в настоящем экологическом разрешении на воздействие для объектов I и II категории (далее – Разрешение для объектов I и II категорий) на основании нормативов эмиссий по ингредиентам (веществам), представленных в проектах нормативов эмиссий в окружающую среду, программе управления отходами, проекте нормативов размещения серы в открытом виде на серных картах согласно приложению 1 к настоящему Разрешению для объектов I и II категорий.

7. Экологические условия осуществления деятельности согласно приложению 2 к настоящему Разрешению для объектов I и II категорий.

8. Выполнять план мероприятий по охране окружающей среды на период действия настоящего Разрешения для объектов I и II категорий, программу производственного экологического контроля, программу управления отходами, требования по охране окружающей среды, указанные в заключении об оценке воздействия на окружающую среду (при его наличии).

Срок действия Разрешения для объектов I и II категорий с 01.01.2025 года по 31.12.2025 года.

Примечание:

*Лимиты эмиссий, установленные в настоящем Разрешении для объектов I и II категорий, по валовым объемам эмиссий и ингредиентам (веществам) действуют на период настоящего Разрешения для объектов I и II категорий и рассчитываются по формуле, указанной в пункте 2 Примечания пункта 3 Заявления на получение экологического разрешения на воздействие для объектов I и II категорий. Разрешение для объектов I и II категорий действительно до изменения применяемых технологий и экологических условий осуществления деятельности, указанных в настоящем Разрешении.

Приложения 1, 2 к настоящему Разрешению для объектов I и II категорий являются неотъемлемой частью настоящего Разрешения для объектов I и II категорий.



3 - 59

Руководитель (уполномоченное лицо)	Руководитель департамента	Джусупкалиев Армат Жалгаси
	ПОДПИСЬ	Фамилия.Имя.отчество (отчество при нал
Место выдачи: Г.АКТАУ		Дата выдачи: 10.10.2024 г.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық заңнамалық актілер туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қолға берілгені туралы заң».
Электрондық құжат www.ebisnet.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.ebisnet.kz порталында тексеру болмайды.
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.ebisnet.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.ebisnet.kz.





**Министерство экологии, геологии и природных ресурсов
Республики Казахстан РГУ "Комитет экологического
регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и
природных ресурсов Республики Казахстан" Комитета
экологического регулирования и контроля Министерства
экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан**

**Решение по определению категории объекта, оказывающего негативное
воздействие на окружающую среду**

«23» август 2021 г.

Наименование объекта, оказывающего негативное воздействие на
окружающую среду: "Месторождение "Дунга", "06100"

(код основного вида экономической деятельности и наименование (при
наличии) объекта, оказывающего негативное воздействие на
окружающую среду)

Определена категория объекта: I

(указываются полное и (при наличии) сокращенное наименование,
организационно-правовая форма юридического лица, фамилия, имя и (при
наличии) отчество индивидуального предпринимателя, наименование и
реквизиты документа, удостоверяющего его личность).

Бизнес-идентификационный номер юридического лица / индивидуальный
идентификационный номер индивидуального предпринимателя:
000941000344

Идентификационный номер налогоплательщика:



Адрес (место нахождения, почтовый индекс) юридического лица или место жительства индивидуального предпринимателя: Мангистауская область

Адрес (место нахождения) объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду: (Мангистауская , Тупкараганский)

Руководитель: АБДУАЛИЕВ АЙДАР СЕЙСЕНБЕКОВИЧ (фамилия, имя, отчество (при его наличии))
«23» август 2021 года

подпись:



Қазақстан Республикасының
Денсаулық сақтау министрлігі
"Қазақстан Республикасының
Денсаулық сақтау министрлігі
Санитариялық-эпидемиологиялық
бақылау комитеті Манғыстау
облысының санитариялық-
эпидемиологиялық бақылау
департаменті" республикалық
мемлекеттік мекемесі



Министерство здравоохранения
Республики Казахстан
республиканское государственное
учреждение "Департамент санитарно-
эпидемиологического контроля
Мангистауской области Комитета
санитарно-эпидемиологического
контроля Министерства
здравоохранения Республики Казахстан"

АҚТАУ Қ.Ә., АҚТАУ Қ., 3 Б Шағын
ауданы, № 46 үй

АҚТАУ Г.А., Г.АҚТАУ, Микрорайон 3 Б,
дом № 46

Номер: KZ34VBZ00069571

Дата выдачи: 01.10.2025 г.

Филиал "Dunga Operating GmbH" в Республике
Казахстан

130000, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН,
МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, АҚТАУ Г.А.,
Г.АҚТАУ, Микрорайон 12, здание № 79/1

Мотивированный отказ

республиканское государственное учреждение "Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Мангистауской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан", рассмотрев Ваше обращение от 30.09.2025 №KZ37RLS00202393, сообщает следующее:

Согласно п.3 ст.46 и ст 20. Кодекса Республики Казахстан от 7 июля 2020 года № 360-VI. «О здоровье народа и системе здравоохранения», государственные органы санитарно-эпидемиологической службы, на основании результатов санитарно эпидемиологической экспертизы выдают санитарно-эпидемиологическое заключение на проекты нормативной документации по предельно допустимым выбросам, предельно допустимым сбросам вредных веществ и физических факторов в окружающую среду, зонам санитарной охраны и санитарно-защитным зонам, на сырье и продукцию.

В связи с этим Ваш проект «Разработка месторождения Дунга (по состоянию на 01.07.2025 г.) и Отчет о возможных воздействиях к нему» не подлежит рассмотрению.

В случае несогласия с представленным ответом, в соответствии со статьей 91 Административного процедурно-процессуального Кодекса Республики Казахстан от 29 июня 2020 года № 350-VI Вы вправе обжаловать рассмотрение (в досудебном порядке) вышестоящему административному органу, должностному лицу, в порядке предусмотренном законом.

И.о. руководителя

Куркинбаева Гульнар Утебаевна



**ПРИЛОЖЕНИЕ 10. ЗАКЛЮЧЕНИЕ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ СФЕРЫ ОХВАТА
ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ**





010000, Астана қ., Мәңгілік Ел даңғылы, 8
«Министрліктер үйі», 14-кіреберіс
Тел.: 8(7172)74-01-05, 8(7172)74-08-55

010000, г. Астана, проспект Мангилик Ел, 8
«Дом министерств», 14 подъезд
Тел.: 8(7172) 74-01-05, 8(7172)74-08-55

№ _____

Закключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду

На рассмотрение представлено: Заявление о намечаемой деятельности Филиал «Dunga Operating GmbH» в Республике Казахстан.

Материалы поступили на рассмотрение: KZ44RYS01325860 от 27.08.2025 г.

Общие сведения

Сведения об инициаторе намечаемой деятельности: Филиал «Dunga Operating GmbH» в Республике Казахстан, 130000, Мангистауская область, г. Актау, Микрорайон 12, здание №79/1.

Общее описание видов намечаемой деятельности. и их классификация. Намечаемая деятельность – дальнейшая разработка месторождения Дунга по состоянию изученности на 01.07.2025 г. Цель составления проекта – совершенствование и обоснование рациональной системы разработки месторождения Дунга на основании Пересчета запасов по состоянию изученности на 01.01.2025 г. В настоящее время месторождение Дунга в стадии промышленной эксплуатации. Намечаемая деятельность характеризуется как «добыча нефти и природного газа в коммерческих целях, при которой извлекаемое количество превышает 500 тонн в сутки в отношении нефти и 500 тыс. м³ в сутки в отношении газа» согласно п. 2.1 Раздела 1 Приложения 1 Кодекса и требует проведение оценки воздействия на окружающую среду.

Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию и утилизацию объекта). Предположительный срок начала реализации намечаемой деятельности – 2025 год, срок завершения (срок реализации) – 2090 год.

Сведения о предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности. Нефтегазовое месторождение Дунга расположено на территории Западного Казахстана, в Тупкараганском районе Мангистауской области в 52 км к северо-востоку от г. Актау, в 7,5 км от акватории Каспийского моря. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Саина Шапагатова и Акшукур, расположенные на расстоянии 14,0 и 32,0 км соответственно в южном направлении от месторождения. Через месторождение проходит асфальтированная автодорога, по которой осуществляется сообщение с городами: Актау, Форт-Шевченко, Жанаозен и поселками Саина Шапагатова, Акшукур и Таучик. Широко развита сеть грунтовых дорог, пригодных для передвижения автомобильного транспорта. Газопровод «Актау - Форт-Шевченко» проходит вдоль асфальтированной автодороги на расстоянии 2,0 км. Нефтепровод «Каламкас – Актау», соединяющий группу нефтяных месторождений полуострова Бузачи с магистральным нефтепроводом «Жанаозен-Атырау-Самара», находится на расстоянии 8,0 км от восточного контура месторождения. Ближайшие нефтяные



месторождения Каражанбас и Каламкас расположены на расстоянии 120,0 км. Линия электропередач 220-110 кВт проходит через район рассматриваемого месторождения. В пределах горного отвода месторождения и его окрестностях отсутствуют здания и сооружения, сельскохозяйственные и лесные угодья. Месторождение Дунга располагается на лицензионной территории Филиала «Dunga Operating GmbH».

Общие предполагаемые технические характеристики намечаемой деятельности, включая мощность производительность) объекта, его предполагаемые размеры, характеристику продукции. Технологические показатели по рассматриваемым вариантам на весь проектный срок разработки м/р Дунга: добыча нефти – более 500 т/сут., добыча газа – менее 500 тыс. м³. Предполагаемая проектная глубина бурения вертикальной скважины – 2600 метров. Ориентировочная продолжительность строительства одной скважины – 60,0 суток. Бурение скважин производится с помощью буровых установок грузоподъемностью не менее 170 тонн, испытание – станками грузоподъемностью не менее 60 тонн. Сжигание газа на факеле в процессе испытания скважин проектом не предусматривается. На месторождении Дунга большая часть добываемого сырого газа используется на собственные нужды промысла (на печах для подогрева нефти и на ГТУ для выработки электроэнергии), часть газа реализуется АО «НК QazaqGaz» и поставляется в магистральный газопровод. Показатель утилизации газа – около 95% (за 2024 год). Компания «Dunga Operating GmbH» осуществляет сжигание газа только в объемах технологически необходимых для обеспечения безопасной работы промысловых и производственных объектов. Общий объем технологически неизбежного сжигания газа на месторождении Дунга на 2025 год составляет 3,047 млн. м³ (Разрешение на сжигание сырого газа на факелах №KZ26VPC00023944 от 25.09.2024 г.). Данным ПРМ предполагается увеличение процента утилизации газа – максимально до 96,5%, предполагаемый объем технологически неизбежного сжигания газа составит 2,505 млн. м³/год.

Краткое описание предполагаемых технических и технологических решений для намечаемой деятельности. По системе сбора и транспортировки нефти рассмотрено 4 варианта по обустройству объектов нефтесбора: Вариант 1. Подключение проектных добывающих нефтяных скважин из бурения – 42 ед., монтаж на устье нефтяных и газовых скважин контролирующего оборудования, подключение проектных добывающих газовых скважин из бурения – 5 ед., газосборный пункт природного газа – 1 ед., прокладка выкидных трубопроводов от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора, прокладка нефтесборных коллекторов, прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода, прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта. Вариант 2. Подключение проектных добывающих нефтяных скважин из бурения – 32 ед., подключение проектных добывающих газовых скважин из бурения – 5 ед., монтаж на устье нефтяных и газовых скважин контролирующего оборудования, газосборный пункт природного газа – 1 ед., прокладка выкидных трубопроводов от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора, прокладка нефтесборных коллекторов (СПТ, диаметром 6" (150 мм), прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода, прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта. Вариант 3. Подключение проектных добывающих нефтяных скважин из бурения – 63 ед., подключение проектных добывающих газовых скважин из бурения – 5 ед., монтаж на устье нефтяных и газовых скважин контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), газосборный пункт природного газа (манифольд для газовых скважин, газосепаратор для очистки природного газа от жидкости и мех.примесей) – 1 ед., прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, диаметром 3" (76 мм)) от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора, прокладка нефтесборных коллекторов (СПТ, диаметром 6" (150 мм)), прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода, прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта. Вариант 4. Подключение



проектных вертикальных добывающих нефтяных скважин из бурения – 47 ед., подключение проектных добывающих нефтяных горизонтальных скважин из бурения – 13 ед., подключение проектных добывающих газовых скважин из бурения – 5 ед., монтаж на устье нефтяных и газовых скважин контролирующего оборудования, газосборный пункт природного газа – 1 ед., прокладка выкидных трубопроводов от проектных скважин из бурения до нефтесборного коллектора, прокладка нефтесборных коллекторов, прокладка газопроводов (Ду 50 мм) от газовой скважины до осевого газопровода, прокладка осевого газопровода (Ду 150 мм) до газосборного пункта.

Рассмотрено 4 варианта по обустройству объектов ППД. Объемы работ по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов: Вариант 1. Перевод скважин под нагнетание воды – 27 ед., установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды, монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), прокладка водоводов скважин, переведенных под нагнетание. Вариант 2. Перевод скважин под нагнетание воды – 27 ед., установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды, монтаж на устье контролирующего оборудования, прокладка водоводов скважин, переведенных под нагнетание. Вариант 3. Перевод скважин под нагнетание воды – 40 ед., установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды, монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.), прокладка водоводов скважин, переведенных под нагнетание. Вариант 4. Перевод скважин под нагнетание воды – 40 ед., перевод скважин под нагнетание нестабильного газового конденсата (НГК) – 2 ед., установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды и закачиваемого НГК, монтаж на устье контролирующего оборудования, прокладка водоводов скважин, переведенных под нагнетание, прокладка трубопроводов скважин, переведенных под нагнетание НГК, прокладка нагнетательного сточного трубопровода для НГК.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. Текущая ситуация на м/р Дунга (на 2025 год). Согласно Экологическому разрешению на воздействие для объектов I категории (№ KZ61VCZ03759207 от 10.10.2024 г.), выданному Филиалу "Dunga Operating GmbH" в Республике Казахстан, в 2025 году оператору объекта допускается производить: выбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих - 1 903,46289 т/год (на период эксплуатации м/р Дунга). По намечаемой деятельности при строительстве 1-й скважины предельные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу ожидаются в количестве 13,54 т (26,63 г/с), в том числе: Железо (II, III) оксиды (к.о. 3) – 0,0014 т; Калий хлорид (к.о. 4) – 0,0006 т; Марганец и его соединения (к.о. 2) – 0,00011 т, Натрий гидроксид (к.о. -) – 0,0001 т, Натрий хлорид (к.о. 3) – 0,004 т, Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (к.о. 2) – 4,89 т, Азот (II) оксид (Азота оксид) (к.о. 3) – 0,8 т, Углерод (Сажа) (к.о. 3) – 0,3 т; Сера диоксид (Сера (IV) оксид) (к.о.3) – 1,1 т; Сероводород (к.о. 2) – 0,00003 т, Углерод оксид (к.о. 4) – 4,0 т, Фтористые газообразные соединения (к.о. 2) – 0,0001 т, Фториды неорганические плохо растворимые (к.о. 2) – 0,0001 т; Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (к.о. 1) – 0,0000074 т; Формальдегид (Метаналь) (к.о. 2) – 0,07 т; Лимонная кислота (к.о. 3) – 0,00001 т; Масло минеральное (к.о. -) – 0,00007 т; Алканы C12-19 (к.о. 4) – 2,1247 т; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (к.о. 3) – 0,23 т; Кальций карбонат (к.о. 3) – 0,015 т; Кальция хлорид (к.о. -) – 0,0001 т; Натрий гидрокарбонат (к.о. -) – 0,00003 т. Предельные (максимальные) объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по варианту 1 (за период 2026-2037 гг.) составят: при строительстве всего 47 скважин – 636,38 тонн. Предельные (максимальные) объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по варианту 2 (за период 2026-2037 гг.) составят: при строительстве всего 37 скважин – 500,98 тонн. Предельные (максимальные) объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по варианту 3 (за период 2026-2037 гг.) составят: при строительстве всего 68 скважин – 920,72 тонн. Предельные



(максимальные) объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по варианту 4 (за период 2026-2037 гг.) составят: при строительстве всего 65 скважин – 880,100 тонн. Количество выбрасываемых загрязняющих веществ на период эксплуатации 1-й нефтяной и газовой скважины (неплотности ЗРА и ФС) соответственно составят 0,2514 т/год и 0,5966 т/год, ЗВ - смесь углеводородов предельных C1-C5 (класс опасности -), смесь углеводородов предельных C6-C10 (класс опасности -). Вариант 1. Предельные объемы выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации 47-и скважин составят всего 13,5418 т. Вариант 2. Предельные объемы выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации 37-и скважин составят всего 11,0278 т. Вариант 3. Предельные объемы выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации 68-и скважин составят всего 18,8212 т. Вариант 4. Предельные объемы выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации 65-и скважин составят всего 18,0670 т. Сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей нет.

Описание сбросов загрязняющих веществ.

На период намечаемой деятельности в процессе строительства новых скважин и эксплуатации вновь вводимого нового оборудования сбросы загрязняющих веществ не предполагаются. Отвод сточных вод от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальную емкость (септик), из которого по мере накопления откачиваются и вывозятся специальным автотранспортом на очистные сооружения в соответствии с договором. Производственно-ливневые сточные воды представлены водами, образующимися в процессе работ промысла и ливневыми стоками. Система производственно-ливневой канализации предназначена для сбора дождевых вод с технологической площадки с твердым покрытием и с обвалованных участков через дождеприёмные колодцы и приямки. Все производственные стоки, формирующиеся под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций, собираются в подземную металлическую емкость, откуда по мере необходимости вывозятся сторонней организацией на договорной основе. Сведений о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей НЕТ.

Водоснабжение. На территории месторождения Дунга постоянные водоемы и водотоки отсутствуют; видов водопользования (общее, специальное, обособленное), качества необходимой воды (питьевая, непитьевая) Вид водопользования – общее. Объемы водопотребления в период строительства 1-й скважины – 831,0 м³/цикл, в т.ч. на хозяйственно-питьевые нужды – 120,5 м³, на производственные нужды – 710,5 м³. Предельные (максимальные) объемы водопотребления по варианту 1 (за период 2025-2037 гг.) составят: при строительстве всего 47 скважин – 39057,0 м³, в т.ч. на хозяйственно-питьевые нужды – 5663,5 м³, на производственно-технические нужды – 33393,5 м³. Предельные (максимальные) объемы водопотребления по варианту 2 (за период 2025-2037 гг.) составят: при строительстве всего 37 скважин – 30747,0 м³, в т.ч. на хозяйственно-питьевые нужды – 4458,5 м³, на производственно-технические нужды – 26288,5 м³. Предельные (максимальные) объемы водопотребления по варианту 3 (за период 2025-2037 гг.) составят: при строительстве всего 68 скважин – 56508,0 м³, в т.ч. на хозяйственно-питьевые нужды – 8194,0 м³, на производственно-технические нужды – 48314,0 м³. Предельные (максимальные) объемы водопотребления по варианту 4 (за период 2025-2037 гг.) составят: при строительстве всего 65 скважин – 54015,0 м³, в т.ч. на хозяйственно-питьевые нужды – 7832,5 м³, на производственно-технические нужды – 46182,5 м³. В процессе хозяйственно-бытовой и производственной деятельности месторождения Дунга образуются следующие виды сточных вод: хозяйственно-бытовые сточные воды; производственные стоки.

Описание отходов. По намечаемой деятельности в период строительства 1-й скважины образуются всего 650,502 т отходов, из них: Опасные отходы: отходы производства: отходы



бурения образуются в процессе бурения скважины: буровой шлам – 268,590 т; ОБР – 373,828 т, использованная тара (мешки) образуются при приготовлении буровых и цементных растворов на буровых площадках – 0,513 т, промасленная ветошь (ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами) образуются при обслуживании автотранспорта, дизельных и буровых установок, станков – 0,013 т, отработанные масла образуются при работе дизельных буровых установок, дизель-генераторов – 4,478 т; другие изоляционные материалы, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества (полиэтиленовая пленка) - образуются после ее использования в качестве подстилающего слоя под экологические емкости, выщечный блок, блок приготовления растворов и насосов – 0,44 т. Неопасные отходы: отходы сварки (огарки сварочных электродов) - отходы производства, образуются в процессе сварочных работ – 0,001 т; металлолом - отходы производства, образуются в процессе строительных работ – 0,3 т; отходы пластмассы (пластмассовые заглушки труб, защитные крышки) – отходы производства, образуются при использовании труб (заглушки устанавливаются с 2-х сторон трубы для предотвращения попадания грязи в полую часть трубы и предупреждения повреждения) – 2,135 т; смешанные коммунальные отходы (ТБО) - отходы потребления, образуются в результате жизнедеятельности работающего персонала – 0,204 т. Буровые сточные воды при строительстве 1-й скважины составят 639,022 м³ или 642,418 т, передаются специализированной организации совместно с отходами бурения на основании заключенного договора. Предельные (максимальные) объемы образования отходов по варианту 1 (за период 2026-2037 гг.) составят: при строительстве всего 47 скважин – 30573,594 тонн. Предельные (максимальные) объемы образования отходов по варианту 2 (за период 2026-2037 гг.) составят: при строительстве всего 37 скважин – 24068,574 тонн. Предельные (максимальные) объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по варианту 3 (за период 2026-2037 гг.) составят: при строительстве всего 68 скважин – 44234,136 тонн. Предельные (максимальные) объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по варианту 4 (за период 2026-2037 гг.) составят: при строительстве всего 65 скважин – 42282,630 тонн. Объемы накопления отходов при эксплуатации газовых скважин проектом не предусматриваются.

При разработке «Отчета о возможных воздействиях» предусмотреть рекомендации государственных органов, а так же Комитета экологического регулирования и контроля МЭПР РК:

1. Необходимо Проект отчета о воздействии оформить в соответствии со ст.72 Экологического Кодекса Республики Казахстан (далее – Кодекс) и Приложением 2 к Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280 (далее – Инструкция);

2. Представить ситуационную карту-схему расположения объекта, отношение его к водным объектам, жилым застройкам (Приложение 1 к «Правилам оказания государственных услуг в области охраны окружающей среды» от 2 июня 2020 года № 130);

3. Провести классификацию всех отходов в соответствии с «Классификатором отходов» утвержденным Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 6 августа 2021 года № 314 и определить методы переработки, утилизации всех образуемых отходов;

4. Предусмотреть объекты временного накопления отходов в соответствии с требованиями законодательства РК, для безопасного хранения и недопущения смешивания отходов;

5. В соответствии с пунктом 1 статьи 321 Кодекса под накоплением отходов в процессе сбора понимается хранение отходов в специально оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах, в которых отходы, вывезенные с места их образования, выгружаются в целях их подготовки к дальнейшей транспортировке



на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению. В этой связи, привести описание мест накопления отходов в отдельности по каждому классу (А, Б, В) планируемого пункта по утилизации отходов, в том числе учесть требования статьи 320 Кодекса;

6. При осуществлении намечаемой деятельности необходимо исключить риск негативного воздействия для вод, в том числе подземных, атмосферного воздуха, почв, животного и растительного мира.

7. При осуществлении хозяйственной и иной деятельности на земельном участке соблюдать строительные, экологические, санитарно-гигиенические и иные специальные требования (нормы, правила, нормативы);

8. В соответствии с п.4 статьи 72 Кодекса, проект отчета о возможных воздействиях должен быть подготовлен с учетом содержания заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду.

9. Согласно пп.2 п.4 ст.72 ЭК РК для дальнейшего составления отчета необходимо представить альтернативный вариант, наиболее благоприятный с точки зрения охраны жизни и (или) здоровья людей, окружающей среды.

10. В соответствии с пунктом 1 статьи 120 Водного кодекса РК организовать систематический мониторинг подземных вод и своевременно принимать меры по предотвращению загрязнения и истощения водных ресурсов и вредного воздействия на подземные воды;

11. Разработать меры по сохранению биоразнообразия, а также устранению возможного экологического ущерба, если реализация намечаемой деятельности может стать причиной такого ущерба (статья 241 ЭК РК);

12. Выполнять мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ в периоды неблагоприятных метеорологических условий (ст.253 ЭК РК);

13. Соблюдать нормы главы 19 ЭК РК.

Департамент экологии по Мангистауской области:

1. Провести анализ текущего состояния компонентов окружающей среды на территории и (или) в акватории, в пределах которых предполагается осуществление намечаемой деятельности, а также результаты фоновых исследований, если таковые имеются у инициатора. Необходимо представить актуальные данные.

2. Отходы производства и потребления.

2.1. Провести анализ и инвентаризацию всех образуемых отходов производства и потребления при осуществлении деятельности.

2.2. Определить классификацию и методы переработки, утилизации всех образуемых отходов.

2.3. Предусмотреть объекты временного накопления отходов в соответствии с требованиями законодательства РК, для безопасного хранения и недопущения смешивания отходов.

2.4. Предусмотреть мероприятия по недопущению образования опасных отходов или снижению объемов образования.

3. Провести анализ текущего состояния атмосферного воздуха на территории которых предполагается осуществление намечаемой деятельности, а также результаты фоновых исследований, если таковые имеются у инициатора.

3.1. Провести инвентаризацию выбросов загрязняющих веществ с указанием объема, класса опасности и источника ЗВ.

3.2. Предусмотреть мероприятия по охране атмосферного воздуха.

4. В целях охраны земель собственники земельных участков и землепользователи обязаны проводить мероприятия по:



1) защите земель от водной и ветровой эрозий, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения, уплотнения, загрязнения радиоактивными и химическими веществами, захлывания, биогенного загрязнения, а также других негативных воздействий;

2) защите земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;

3) ликвидации последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захлывания;

4) сохранению достигнутого уровня мелиорации;

5) рекультивации нарушенных земель, восстановлению плодородия почв, своевременному вовлечению земель в оборот.

5. Разработать план действий при аварийных ситуациях по недопущению и (или) ликвидации последствий загрязнения окружающей среды (загрязнению земельных ресурсов, атмосферного воздуха и водных ресурсов) по отдельности.

2. Запрещается сжигание флюидов на факелах при эксплуатации скважин, за исключением случаев угрозы возникновения аварийной ситуации.

3. 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.

4. В случае расположения скважины на путях миграции птиц должны быть приняты организационно-технические меры для исключения причинения ущерба орнитофауне.

6. Закачка отходов бурения в недра запрещается без предварительных операций по их обезвреживанию, определяемых в утвержденном проектом документе для проведения операций по недропользованию.

Департамент санитарно-эпидемиологического контроля:

В соответствии Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях» и Кодекса Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» для осуществления намечаемой деятельности должны получить следующие разрешительные документы в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения:

- санитарно-эпидемиологическое заключение о соответствии объекта высокой эпидемической значимости, если размер санитарно-защитной зоны данного объекта составляет более 500 метров (*п.п.29) п.3 приказа Министра здравоохранения Республики Казахстан от 30 ноября 2020 года № ҚР ДСМ-220/2020 «Об утверждении перечня продукции и эпидемически значимых объектов, подлежащих государственному контролю и надзору в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения»*);

- санитарно-эпидемиологическое заключение на проекты нормативной документации по предельно допустимым выбросам;

- санитарно-эпидемиологическое заключение на проекты по установлению расчетных (предварительных) и установленных (окончательных) санитарно-защитных зон (*п.6 Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденный приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2*);



- в соответствии с классом опасности предприятия предусмотреть озеленение санитарно-защитной зоны (п.50 Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденный приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.).

Заместитель председателя

А. Бекмухаметов

Каратаева Д
74-12-11

Заместитель председателя

Бекмухаметов Алибек Муратович

