

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз»



ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛАМКАС (по состоянию изученности на 01.01.2024 г.)

Заказ-наряд №1 к договору № 966385/2024/1 от 17.04.2024 г.

ТОМ 2. ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

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



О. Сарбопеев

г. Актау, 2024 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель службы экологии		Э. Хаманова
Ответственный исполнитель: Ведущий инженер		Т. Спицина
Эксперт		Г. Дмитриева
Ведущий инженер		М. Алдакова
Старший инженер		М. Джабыкпаева
Инженер		А. Сарсенбек
Инженер		А. Сатканкул
Инженер службы информационного обеспечения		А. Еремян

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ТАБЛИЦ.....	7
СПИСОК РИСУНКОВ.....	9
ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. ОПИСАНИЕ МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	13
1.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ ПРОВЕДЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	13
1.2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАЙОНА РАБОТ	15
1.3 СЕЙСМОТЕКТОНИКА И СЕЙСМИЧНОСТЬ	20
1.4 ГЕОМОРФОЛОГИЯ И РЕЛЬЕФ	21
1.5 ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ.....	24
1.6 ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГИДРОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА	29
1.6.1 Особенности геологического строения	29
1.6.2 Гидрография.....	29
1.7 ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА.....	30
1.8 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОВЕРХНОСТНЫХ И ПОДЗЕМНЫХ ВОД	30
1.9 ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ.....	33
1.10 ЛАНДШАФТ	40
1.11 ОСОБО ОХРАНЯЕМЫЕ ПРИРОДНЫЕ ТЕРРИТОРИИ И ОБЪЕКТЫ ИСТОРИКО-КУЛЬТУРНОГО НАСЛЕДИЯ.....	41
2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ РАЙОНА РАБОТ	47
2.1 АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	47
2.2 ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ	51
2.3 ПОЧВЫ	56
2.4 БИОРАЗНООБРАЗИЕ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА	59
2.4.1 Растительность.....	59
2.4.2 Редкие, эндемичные виды растений, занесенные в «Красную книгу» Казахстан	62
2.4.2 Состояние растительного покрова на месторождении Каламкас	64
2.4.3 Животный мир.....	65
2.4.3.1 Пути миграции животных	69
2.4.4 Редкие, исчезающие и особо охраняемые виды животного мира, внесенные в Красную книгу Казахстана.....	74
2.4.5 Состояние животного мира месторождения	77
2.5 РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА.....	78
2.6 ИНФОРМАЦИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГОСУДАРСТВЕННОГО МОНИТОРИНГА (РГП «КАЗГИДРОМЕТ»).....	79
3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	84
3.1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	84
3.1.1 Технологические показатели вариантов разработки	84
3.1.2. Экономические показатели вариантов разработки	94
3.2 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ.....	95
4. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА. ОБОСНОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	98
4.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ФОНДА СКВАЖИН	98
4.2 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМЫХ СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН	101
4.3 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И БОРЬБЕ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ.....	117
4.4 ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН	122
4.5 ТРЕБОВАНИЯ К РАЗРАБОТКЕ ПРОГРАММЫ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ (УТИЛИЗАЦИИ) ГАЗА.....	128
4.6 ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ ППД, КАЧЕСТВУ ИСПОЛЬЗУЕМОГО АГЕНТА.....	128
4.7 РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ	133
4.8 РЕКОМЕНДАЦИИ К МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН.....	137



4.9	ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ И ЗАКАЧКИ ВОДЫ В ПЛАСТ	141
4.10	Мероприятия по доразведке месторождения.....	145
4.10.1	Обоснование расширения горного отвода.....	146
4.11	Опытно-промышленные испытания новых технологий и технических решений.....	152
5.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	154
5.1.	ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТА, ВЫБРАННОГО ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ.....	155
5.2	СОЦИАЛЬНЫЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ЭФФЕКТЫ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА	156
5.2.1	Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения	157
5.2.3	Площадь занимаемых земель	158
5.2.4	Сведения об ожидаемой потребности предприятия в энергии, природных ресурсах, сырье и материалах.....	158
5.2.4.1	Электроснабжение.....	158
5.2.4.2	Водоснабжение и водоотведение.....	158
5.2.4.3	Материалы, сырье, ресурсы.....	159
6.	ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ.....	160
7.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	163
7.1	ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА НА СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ.....	164
7.2	ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	164
7.2.2	Характеристика аварийных и залповых выбросов.....	168
7.2.3	Обоснование предельных эмиссий в атмосферный воздух	168
7.2.4	Анализ возможного воздействия на атмосферный воздух вариантов разработки месторождения.	175
7.2.5	Расчет ожидаемого уровня загрязнения атмосферного воздуха, создаваемого источниками выбросов	175
7.2.6	Анализ результатов расчета химического загрязнения атмосферы	178
7.2.7	Уточнение размера санитарно-защитной зоны (области воздействия)	179
7.2.8	Требования к озеленению санитарно-защитной зоны	179
7.4	Мероприятия по ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ. ВНЕДРЕНИЕ МАЛОУХОДНЫХ И БЕЗОТХОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	183
7.5	Мероприятия по РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ В ПЕРИОД ОСОБО НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ	187
7.6	ВОЗМОЖНЫЕ СУЩЕСТВЕННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ.....	190
8.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОСТОЯНИЕ ВОД.....	193
8.1.	КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИИ. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ.....	195
8.2.	ПОТРЕБНОСТЬ В ВОДНЫХ РЕСУРСАХ ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ. ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ИСПОЛЪЗУЕМОЙ ВОДЫ.....	203
8.2.1	Водопотребление	203
8.2.2	Водоотведение	207
8.2.3	Мероприятия по защите подземных вод. Рекомендации по обустройству площадок скважин, попадающих в водоохранную зону Каспийского моря	209
8.3	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ВОДНЫЕ ОБЪЕКТЫ, АНАЛИЗ ВЕРОЯТНОСТИ ИХ ЗАГРЯЗНЕНИЯ И ПОСЛЕДСТВИЙ ВОЗМОЖНОГО ИСТОЩЕНИЯ ВОД	210
9.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЛАНДШАФТЫ	212



10. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА БИОРАЗНООБРАЗИЕ. ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ, ПОЧВЫ, РАСТИТЕЛЬНЫЙ И ЖИВОТНЫЙ МИР.....	213
10.1 Состояние и условия землепользования. Изъятие земель	213
10.2 Краткая характеристика почвенно-растительного покрова и животного мира района	213
10.3 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров и растительный мир, мероприятия по его снижению	213
10.4. Оценка воздействия намечаемой деятельности на почву и растительный покров.....	217
10.5 Характеристика ожидаемого воздействия на животный мир и мероприятия по его снижению.....	219
10.6 Рекультивация нарушенных земель	221
11. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ	223
11.1 Текущее состояние управления отходами на предприятии	223
11.2 Обоснование предельного количества образования и накопления отходов	228
11.3 Расчет объемов образования отходов	233
11.4 Оценка воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду в части образования отходов.....	240
12. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА	242
12.1 Факторы негативного воздействия на геологическую среду (недра)	242
12.1.1 Технологические аспекты воздействия на геологическую среду (недра) при бурении скважины.....	243
12.2 Оценка воздействия проектируемых работ на геологическую среду (недра).....	245
12.3 Природоохранные рекомендации по предотвращению возможного негативного воздействия на геологическую среду (недра)	246
12.4 Охрана недр.....	246
13. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	252
13.1 Оценка возможных физических воздействий, а также их последствий	252
13.2 Характеристика радиационной обстановки в районе работ, природных и техногенных источников радиационного загрязнения. Радиационная безопасность	255
14. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ	258
14.1 Социально-экономические условия района работ	258
14.2 Предварительная оценка воздействия намечаемой деятельности на социально-экономическую среду	265
14.3 Предварительная оценка воздействия на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях	270
15. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ПОСЛЕДСТВИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ НОРМАЛЬНОМ (БЕЗ АВАРИЙ) РЕЖИМЕ	272
16. АНАЛИЗ ВЕРОЯТНОСТИ (РИСКА) ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ	276
16.1 Анализ рисков возникновения аварийных ситуаций при строительстве скважин.....	277
16.1.1 Вероятность аварийных ситуаций и прогноз последствий для окружающей среды.....	281
16.1.2 Организация работ при аварии	283
16.1.3 Мероприятия по предотвращению и ликвидации аварий	283
16.2 Анализ рисков возникновения аварийных ситуаций при строительстве и эксплуатации нового технологического оборудования установок и трубопроводов.....	285
16.2.1 Аварийные ситуации, обусловленные природными факторами.....	285
16.2.2 Аварийные ситуации, обусловленные антропогенными факторами при строительстве.....	286
16.2.3 Мероприятия по предотвращению аварийных ситуаций в период строительно-монтажных работ	287



16.2.4 АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙ В ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ	288
16.2.5 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ И ЛИКВИДАЦИИ ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ	290
16.2.6 РАЗРАБОТКА ПЛАНА ДЕЙСТВИЙ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ ПО ИНДИВИДУАЛЬНОМУ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И (ИЛИ) ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ (ЗАГРЯЗНЕНИЯ ЗЕМЕЛЬНЫХ РЕСУРСОВ, АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА И ВОДНЫХ РЕСУРСОВ)	293
17. МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ	295
17.1 Меры по сокращению воздействия на атмосферный воздух	295
17.2 Меры по сокращению воздействия на водные ресурсы и их рациональному использованию	296
17.3 Меры по защите поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения	297
17.4 Меры по сокращению воздействия на геологическую среду и недра	298
17.5 Меры по сокращению воздействия на почвы и грунты	299
17.6. Меры по сокращению воздействия на растительный и животный мир	299
17.6.1. Рекомендации по охране птиц при реализации намечаемой деятельности	300
17.7. Меры по восстановлению земельного участка	301
17.8 Мероприятий по управлению отходами	301
17.8.1 Операции по управлению отходами	302
17.8.2 Рекомендации по управлению отходами	305
17.9. Комплекс мероприятий по снижению шума	307
18. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ	311
19. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	314
20. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ	316
20.1 Предложения по организации мониторинга за состоянием атмосферного воздуха	316
20.2. Предложения по организации мониторинга за состоянием качества водных ресурсов	317
20.3. Предложения по организации экологического мониторинга почв, растительного и животного мира	318
21. СОПРОТИВЛЯЕМОСТЬ К ИЗМЕНЕНИЮ КЛИМАТА ЭКОЛОГИЧЕСКИХ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ СИСТЕМ	320
22. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	323
23. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА	326
24. СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ	328
25. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	330
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	331
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. КАРТА-СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ЗВ В АТМОСФЕРУ	347
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. КАРТЫ-СХЕМЫ ИЗОЛИНИЙ РАСЧЕТНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ. МАШИННЫЙ РАСЧЕТ РАССЕИВАНИЯ ЗВ	348
ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ НА ПРИРОДООХРАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ	367
ПРИЛОЖЕНИЕ 5. СПРАВКА О ФОНОВЫХ КОНЦЕНТРАЦИЯХ	369
ПРИЛОЖЕНИЕ 6. ОЦЕНКА РИСКОВ ЗДОРОВЬЮ НАСЕЛЕНИЯ	370
ПРИЛОЖЕНИЕ 7. СПИСОК СКВАЖИН ПЛАНИРУЕМЫХ К БУРЕНИЮ НА ПЕРИОД РЕАЛИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛАМКАС	384



СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1. Средние даты наступления сезонов в восточной части Северного Каспия	15
Таблица 1.2 Характеристика температурного режима полуострова Бузачи, °С	16
Таблица 1.3 Даты первого и последнего заморозков и продолжительность безморозного периода	16
Таблица 1.4 Даты перехода среднесуточных температур через определенные температурные пределы	16
Таблица 1.5- Повторяемость скоростей ветра по направлениям и штиля на станциях Форт-Шевченко, Кулалы и Кызан, %	17
Таблица 1.6 Повторяемость направлений ветра по румбам, %	17
Таблица 1.7 – Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере	17
Таблица 1.8- Среднемесячное количество осадков, мм	18
Таблица 1.9- Содержание твердых, жидких и смешанных осадков по месяцам, ст. Форт-Шевченко, %	19
Таблица 1.10- Средняя и максимальная продолжительность осадков по месяцам ст. Форт-Шевченко, часы	19
Таблица 1.11- Среднемесячная и среднегодовая влажность воздуха	19
Таблица 2.1- Концентрация загрязняющих веществ на границе СЗЗ	48
Таблица 2.2- Фактические значения, а также крастность превышений нормативов качества и количество случаев превышения	79
Таблица 2.3- Результаты качества поверхностных вод Каспийского моря на территории Мангистауской области	81
Таблица 2.4- Информация по донным отложениям Каспийского моря на территории Мангистауской области	82
Таблица 3.1 – Вариант 1. Основные технологические показатели разработки по месторождению в целом ...	86
Таблица 3.2 – Вариант 1. Характеристика фонда скважин по месторождению в целом	86
Таблица 3.3 – Вариант 2. Основные технологические показатели разработки по месторождению в целом ...	87
Таблица 3.4 – Вариант 2. Характеристика фонда скважин по месторождению в целом	88
Таблица 3.5 – Вариант 3. Основные технологические показатели разработки по месторождению в целом ...	89
Таблица 3.6 – Вариант 3. Характеристика фонда скважин по месторождению в целом	90
Таблица 3.7 – Вариант 4. Основные технологические показатели разработки по месторождению в целом ...	91
Таблица 3.8 – Вариант 4. Характеристика фонда скважин по месторождению в целом	92
Таблица 3.9 – Техничко-технологические показатели по рассматриваемым вариантам	95
Таблица 3.10 – Интегральные экономические показатели за рентабельный период	96
Таблица 4.1 - Состояние фонда скважин по состоянию на 01.01.2024 г.	99
Таблица 4.2 - Характеристика нефтяного фонда совместных скважин по состоянию на 01.01.2024 г.	100
Таблица 4.1 – Распределение фонда добывающих и нагнетательных скважин по эксплуатационным горизонтам месторождения Каламкас	101
Таблица 4.4 - Показатели скважин по способам эксплуатации 2017-2023гг.	114
Таблица 4.5 - Количество и МОП осложненных скважин	117
Таблица 4.6 - Результаты проведения СКО	118
Таблица 4.7 - Результаты исследований попутно-добываемых и сточных вод месторождения Каламкас на содержание сульфатовосстанавливающих бактерий и содержание сероводорода в газе	118
Таблица 4.8 - Физико-химический состав закачиваемых вод м.Каламкас	119
Таблица 4.9 - Результаты анализа эффективности ингибитора коррозии «Ранкор-1101»	120
Таблица 4.10 - Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин	121
Таблица 4.11 - Распределение технологического оборудования на ГУ по ЦДНГ-1, 2, 3, 4	123
Таблица 4.12 - Объемы строительных работ и динамика ввода дополнительного оборудования по системе промыслового сбора нефти по варианту №2	126
Таблица 4.13 - Объемы строительных работ и динамика ввода дополнительного оборудования по системе промыслового сбора нефти по вариантам №3 и №4	127
Таблица 4.14 - Баланс добычи и распределения сырого газа	128
Таблица 4.15 - Состав и физико-химические свойств воды, применяемой для заводнения	129
Таблица 4.16 - Распределение БКНС по оборудованию в ПУ «КМГ»	131
Таблица 4.17 - Объемы строительных работ и динамика ввода дополнительного оборудования по системе ППД по варианту № 2	132
Таблица 4.18 - Объемы строительных работ и динамика ввода дополнительного оборудования по системе ППД по вариантам № 3 и № 4	132
Таблица 4.19 - Рекомендуемая конструкция скважин	135
Таблица 4.20 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ Обоснование проекта прогноза технологических показателей разработки месторождения Каламкас. Вариант 4 (рекомендуемый)	142
Таблица 4.21 - Координаты угловых точек существующего Горного отвода	146
Таблица 4.22 - Геологические запасы нефти и растворенного газа по м. Каламкас	146



Таблица 4.23 - Координаты угловых точек для расширения Горного отвода	147
Таблица 4.24 - Список оценочных скважин, рекомендуемые к бурению с целью доизучения	149
Таблица 4.25 – Основные характеристики участков с хМУН.....	152
Таблица 7.1- Данные по бурению скважин и вводу нового оборудования при эксплуатации по вариантам и по годам разработки месторождения Каламкас (являющимися источниками загрязнения)	165
Таблица 7.2 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу при реализации вариантов разработки (от единицы оборудования)	170
Таблица 7.3 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу. Вариант № 2 (строительство скважин).....	173
Таблица 7.4 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу. Вариант № 3,4 (строительство скважин).....	174
Таблица 7.5 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу. Вариант № 2 (эксплуатация вновь вводимого оборудования).....	175
Таблица 7.6 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу. Вариант № 3,4 (эксплуатация вновь вводимого оборудования).....	175
Таблица 7.5. Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ	176
Таблица 7.6. Фоновые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе (мг/м ³) для месторождения Каламкас	176
Таблица 7.7- Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы	177
Таблица 7.8- Оценка воздействия на атмосферный воздух	191
Таблица 8.1- Баланс водопотребления и водоотведения на 2022-2025 гг.	200
Таблица 8.2- Расход воды на производственные и вспомогательные нужды ПУ «КМГ».....	201
Таблица 8.3- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 1 скважины	205
Таблица 8.4- Водопотребление при строительстве 1 скважины	206
Таблица 8.5- Общее водопотребление при строительстве скважин по варианту №2	207
Таблица 8.6- Общее водопотребление при строительстве скважин по варианту № 3,4	208
Таблица 8.9- Оценка воздействия на поверхностные воды	210
Таблица 8.10 - Оценка воздействия на подземные воды	210
Таблица 9.1 - Оценка воздействия на ландшафты.....	212
Таблица 10.1 - Оценка воздействия на почвы и растительность	218
Таблица 10.2 - Оценка воздействия на животный мир	221
Таблица 11.1 Перечень ликвидированных полигонов промышленных отходов на территории ПУ «Каламакасмунайгаз»	226
Таблица 11.2 – Виды и классификация отходов от основной деятельности предприятия	227
Таблица 11.3 – Метод переработки/ утилизации отходов на предприятии	227
Таблица 11.4 - Видовой и количественный состав отходов, образующихся в процессе строительства	231
Таблица 11.5 - Конструкция скважины	233
Таблица 11.6 - Данные для расчета объемов образования отходов бурения	233
Таблица 11.7 - Количество коммунальных отходов, образующихся в процессе строительства 1 скважины.	236
Таблица 11.8- Предельные объемы накопления отходов при реализации варианта № 2 на период строительства скважин (по годам)	237
Таблица 11.9- Предельные объемы накопления отходов при реализации варианта № 3.4 на период строительства скважин (по годам)	238
Таблица 11.11 - Оценка воздействия отходов на окружающую среду	241
Таблица 12.1 - Оценка воздействия на недра.....	246
Таблица 13.1- Уровни шума от различных видов техники и оборудования	252
Таблица 13.2 - Оценка возможного физического воздействия	256
Таблица 14.1- Мониторинг основных социально-экономических показателей	260
Таблица 14.2- Основные социальные и экономические показатели по Мангистаускому и Тупкарагнскому району	261
Таблица 14.3 - Компоненты социально-экономической среды, рассматриваемые в ходе предварительной оценки воздействия.....	266
Таблица 14.4- Градации воздействия на социально-экономическую среду	267
Таблица 14.5 -Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу	268
Таблица 14.6-Предварительная оценка воздействия намечаемой деятельности на социальную среду	268
Таблица 15.1-Шкала оценки пространственного масштаба (площади) воздействия	272
Таблица 15.2-Шкала оценки временного масштаба (продолжительности) воздействия.....	273
Таблица 15.3-Шкала величины интенсивности воздействия	273
Таблица 15.4- Значимость воздействия.....	273
Таблица 15.5- Интегральная оценка воздействия по компонентам окружающей среды, в зависимости от показателей воздействия	274
Таблица 16.1- Матрица «вероятность - тяжесть последствий»	278



Таблица 16.2- Вероятность возникновения аварийных ситуаций	278
Таблица 16.3- Матрица оценки уровня экологического риска.....	289
Таблица 16.4- Сводная таблица результатов оценки экологического риска	290
Таблица 16.5 - Мероприятия по ликвидации аварий	292
Таблица 17.1 -План мероприятий по реализации программы управления отходами	310
Таблица 19.1- Характеристика обратимости воздействия	314
Таблица 19.2- Градации значимости воздействий	314
Таблица 19.3- Результаты проведенной оценки воздействия по интенсивности воздействия	315

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 - Ситуационная карта-схема расположения района проведения работ	14
Рисунок 1.2. Роза ветров района расположения месторождения Каламкас	18
Рисунок 1.3– Климатическая карта.....	20
Рисунок 1.4– Карта суммарной радиации	20
Рисунок 1.5. – Карта сейсморайонирования. Масштаб 1:7 500 000.....	21
Рисунок 1.6. – Геоморфологическое районирование территории полуострова Мангыстау	23
Рисунок 1.7- Почвенная карта месторождения.....	35
Рисунок 1.8- Почвенная карта Мангистауской области	36
Рисунок 1.9- Ландшафты	41
Рисунок 1.10 – Карта особо охраняемых природных территорий	43
Рисунок 1.11 – Карта расположения Актау-Бузачинского государственного природного заказника	44
Рисунок 1.12 – Карта расположения памятников истории и культуры	46
Рисунок 2.1 – Карта точек отбора проб атмосферного воздуха на границе СЗЗ месторождения Каламкас.....	50
Рисунок 2.2 – Обзорная карта Казахстана по потенциалу загрязнения атмосферного воздуха.....	51
Рисунок 2.3 – Расположения мониторинговых скважин на месторождении Каламкас	53
Рисунок 2.4 – Расположения мониторинговых скважин на объектах месторождения Каламкас (точки отбора проб морской воды и донных отложений, ...	54
Рисунок 2.5 – Карта почв на месторождении. Расположение стационарных экологических площадок на месторождении Каламкас для мониторинга почв.....	58
Рисунок 2.6 – Растительность в районе месторождения Каламкас	61
Рисунок 2.7 – Карта-схема растительности полуострова	62
Рисунок 2.8 – Карта-схема антропогенной трансформации растительности в районе месторождения Каламкас	63
Рисунок 2.9 – Основные миграционные пути птиц, тюленей, сайги.....	71
Рисунок 2.10- Места миграционных скоплений водоплавающих и околоводных птиц.....	72
Рисунок 2.11- Места размещения каспийского тюления в зимний период	73
Рисунок 2.12- Представители животного мира Мангистауской области	74
Рисунок 2.13- Розовый пеликан	76
Рисунок 2.14 Лебедь-кликун	76
Рисунок 2.15- Степной орел	77
Рисунок 4.1 - Принципиальная схема ГУ на месторождении Каламкас	124
Рисунок 4.2 - ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА БКНС	130
Рисунок 4.3 - Схема Горного отвода м. Каламкас.....	150
Рисунок 4.4 - Структурная карта горизонта Ю-5ск.....	151
Рисунок 4.5 - Основные компоненты оборудования РВП	153
Рисунок 7.1- Карта-схема рассеивания макисмально приземной концентрации по группе сумации диоксида азота и диоксида серы	181
Рисунок 7.2- Карта-схема оценки риска здоровью населения (на границе СЗЗ).....	182



ВВЕДЕНИЕ

Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду к «Проекту разработки месторождения Каламкас» разработан на основании:

Заказ-наряд №1 к договору № 966385/2024/1 от 17.04.2024 г. между филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз» и АО «Мангистаумунайгаз»;

- Техническое задание, утвержденное заказчиком.

Инициатор намечаемой деятельности: АО «Мангистаумунайгаз», 130000, Мангистауская область, г. Актау, 6 мкр., дом №1, тел: +7(7292) 215-110, e-mail: info@mmg.kz.

Цель составления проекта - совершенствование и обоснование рациональной системы разработки месторождения Каламкас. В связи с этим были рассмотрены 4 варианта разработки месторождения и проанализировав технико-экономическую, социальную и экологическую сферы был выбран наиболее выгодный вариант разработки месторождения.

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

Проект разработки месторождения Каламкас является концептуальным проектом (базовым проектом недропользования), в котором оцениваются возможности реализации вариантов дальнейшей разработки месторождения. Данный проект является начальной стадией проектирования, на которой принимаются решения, определяющие последующие направления в проектировании. На все запроектированные объекты при строительстве и эксплуатации будут в дальнейшем разработаны отдельные рабочие проекты, а на строительство скважин индивидуальные или групповые технические проекты и разделы ООС 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 Каламкас, на данной стадии проектирования, нет возможности.

Для организации процесса выявления возможных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду в ходе оценки воздействия на окружающую среду инициатор намечаемой деятельности подает в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды заявление о намечаемой деятельности.

По результатам Заявления о намечаемой деятельности было получено Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду № KZ79VWF0017721 от 13.06.2024 г., согласно которого оценка воздействия на окружающую среду является обязательной (Приложение 8).

В настоящее время разработка месторождения Каламкас ведется согласно «Проекта разработки месторождения Каламкас по состоянию на 01.01.2023 г.», (заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду № KZ60VVX00226104 от 08.06.2023 г. представлено в приложении 8).



При выполнении Отчета о возможных воздействиях на окружающую среду определены потенциально возможные изменения в компонентах окружающей среды при реализации намечаемой деятельности.

Оценка воздействия на окружающую среду – процесс выявления, изучения, описания и оценки на основе соответствующих исследований возможных существенных воздействий на окружающую среду при реализации намечаемой деятельности, включающий в себя стадии, предусмотренные статьей 67 Кодекса.

Организация экологической оценки включает организацию процесса выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий (далее – существенные воздействия) реализации намечаемой и осуществляемой деятельности или разрабатываемого Документа на окружающую среду.

На этапе отчета о возможных воздействиях приведена характеристика природной среды в районе деятельности предприятия, рассмотрены основные направления хозяйственного использования территории и определены принципиальные позиции согласно, статьи 72 ЭК РК.

При выполнении отчета «О возможных воздействиях» определены потенциально возможные изменения в компонентах окружающей и социально-экономической среды при реализации намечаемой деятельности. Также определены качественные и количественные параметры намечаемой деятельности.

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 проектируемой деятельности.

Для обеспечения безопасного с экологической точки зрения режима проведения работ 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.

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 проектируемого объекта.

В основу разрабатываемых материалов положено сведение до минимума ущерба окружающей природной среде при проведении работ, а также обеспечение здоровых и безопасных условий труда обслуживающего персонала.

Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с нормативными документами:

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



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

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

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

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



1. ОПИСАНИЕ МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1 Общие сведения о районе проведения намечаемой деятельности

В административном отношении территория месторождения Каламкас входит в состав Мангистауского района Мангистауской области Республики Казахстан.

Ближайшими от месторождения Каламкас населенными пунктами являются небольшие поселки Шебир (60 км), Тушыкудук (75 км). Районный центр и железнодорожная станция Шетпе расположены на расстоянии 150 км от месторождения, областной центр Мангистауской области город Актау – 280 км. К юго-западу от Каламкаса в 30-45 км находятся месторождения Северные Бузачи и Каламкас. Месторождение Каламкас связано с г. Актау магистральным нефтепроводом Каламкас – Актау.

Месторождение расположено в прибрежной части полуострова Бузачи. В целях предотвращения затопления нагонными морскими водами, с севера месторождение Каламкас отделено от моря насыпной дамбой.

Месторождение Каламкас - одно из наиболее крупных газонефтяных месторождений в Мангистауском регионе, открыто в 1976 году и введено в опытно-промышленную разработку в сентябре 1979 года. Это многопластовое месторождение, содержащее газовые, нефтегазовые и нефтяные пласты. Нефть месторождения Каламкас содержит высокое количество смол и асфальтенов, а также ряд тяжелых металлов (Ni, Zn, Co и др.) и мышьяк. Расположено месторождение на зональных почвах полуострова Бузачи.

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



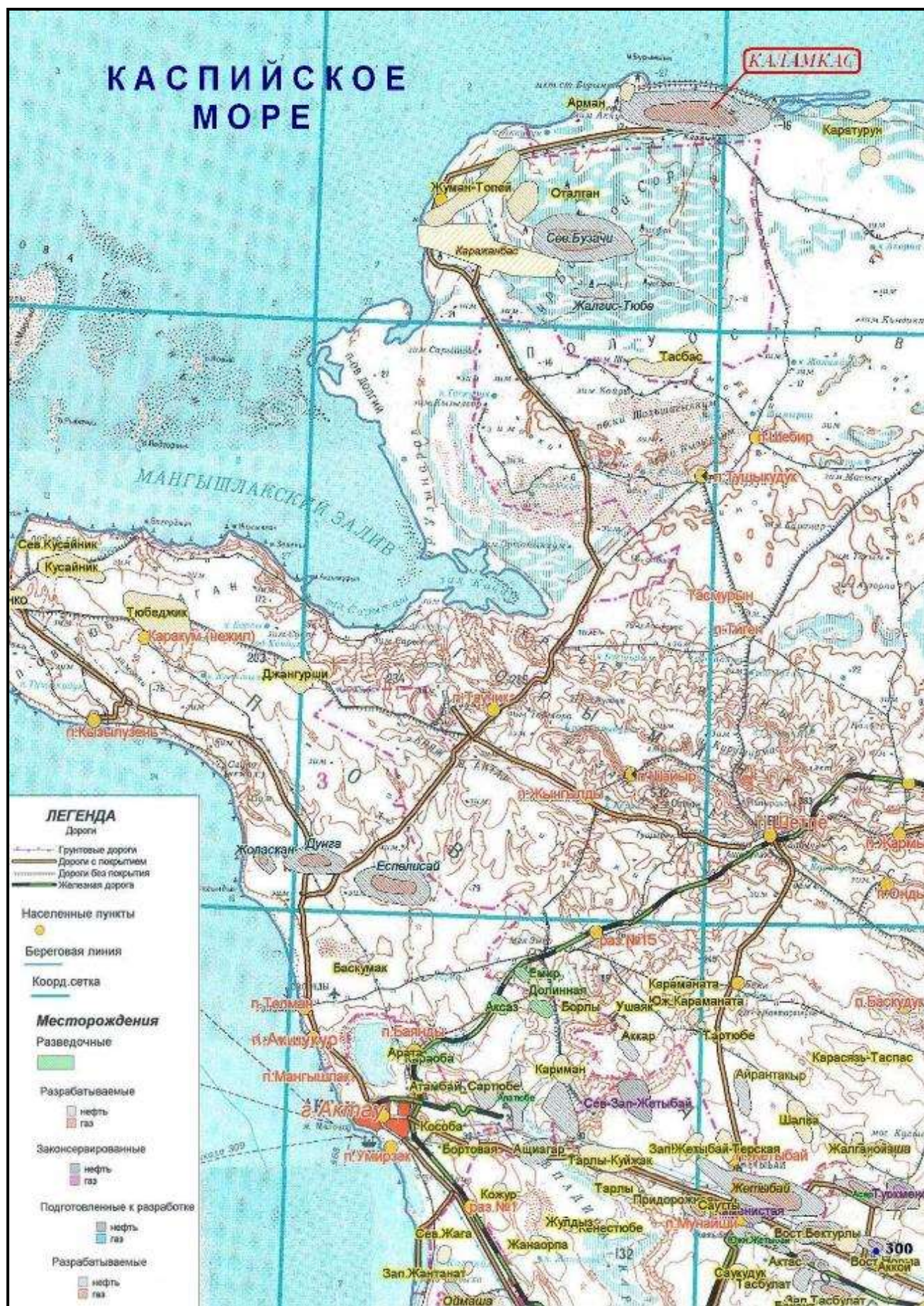


Рисунок 1.1 - Ситуационная карта-схема расположения района проведения работ



1.2 Характеристика природно-климатических условий района работ

Основными климатообразующими факторами рассматриваемого региона являются его географическое положение, условия атмосферной циркуляции, особенности подстилающей поверхности.

Природный климатический режим района расположения месторождения Каламкас формируется под воздействием арктических, иранских и туранских воздушных масс.

В холодный период года над территорией господствуют воздушные массы, поступающие от западного отрога сибирского антициклона, в теплый период года они сменяются континентальными туранскими и иранскими воздушными массами. Под влиянием этих масс формируется резко континентальный, засушливый климат.

Зима характеризуется преобладанием неустойчивой погоды с резкими колебаниями температуры воздуха, а лето – устойчивой жаркой погодой с бризовой циркуляцией на побережье. Для характеристики климата использованы данные метеостанций Форт-Шевченко, о. Кулалы, Кызан.

Климат

Рассматриваемый район, согласно СП РК 2.04.01-2017 относится к четвертому климатическому району. Рассматриваемая территория находится на границе северо-восточного климатического района. Климат района резко континентальный, сухой, с высокой активностью ветрового режима, большими колебаниями погодных условий в течение года от весьма холодной зимы до очень жаркого лета и во многом связан с влиянием Каспийского моря.

Климат района характеризуется умеренно холодной зимой и продолжительным, сухим, жарким летом. Влияние Каспийского моря существенно сказывается в сезонной смене преобладающих направлений ветра: в холодное время года господствуют ветры восточного и юго-восточного румбов, в теплое время года - северо и северо-западного.

Северные и восточные берега моря, прилегающие к территории Казахстана, низменны и равнинны, открыты для свободного проникновения воздушных масс. Зима характеризуется преобладанием неустойчивой погоды с резкими колебаниями температуры воздуха, а лето - устойчивой жаркой погодой с бризовой циркуляцией на побережье. На гидроморфологические процессы моря наибольшее влияние оказывает ветер, температура и влажность воздуха.

Температура

Абсолютный минимум температуры воздуха в западной части области составляет -27 °С, в восточной части области -34 °С. Абсолютный максимум температуры составляет для западной части области +43 °С, а для восточной +47 °С.

Зима наступает в конце ноября. Зимой при вторжении холодных масс арктического воздуха температура понижается до минус 20 °С, с наступлением весны идет постепенное повышение. Жаркий период, когда среднесуточная температура воздуха выше 30 °С, наступает в июне и продолжается до середины августа. Средние даты наступления сезонов приводятся в таблице 1.1.

Таблица 1.1. Средние даты наступления сезонов в восточной части Северного Каспия

Район	Весна	Лето	Осень	Зима
Северо-восточный	15-25 III	15-20 V	20-30 IX	30 X-10 XI
Мангышлакский	1-10 III	20-25 V	30 IX- 5 X	10 XI- 2XII

Наиболее продолжительным является летний сезон. Самый теплый месяц в году – июль (табл. 1.2). Отсутствие временного сдвига предельных значений на февраль и август,



присущего морскому климату, это отражение континентальностью климата Северо-Восточного Каспия, что связано с малой аккумулирующей способностью этой мелководной части моря.

Таблица 1.2 Характеристика температурного режима полуострова Бузачи, °С

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Средние месячные температуры воздуха												
о. Кулалы	-2,1	-4,6	1,6	11,2	18,1	23,3	26,0	24,7	18,7	10,6	2,4	-1,1
Кызан	-3,6	-4,9	2,0	12,7	19,5	25,1	27,8	25,9	19,6	8,8	3,1	-2,5
Ф.Шевченко	-0,3	-2,3	3,3	11,6	18,3	23,2	25,6	25,0	20,1	11,6	5,2	0,7
Минимальные месячные температуры воздуха												
о.Кулалы	-20,0	-28,0	-23,0	-2,7	3,4	9,5	16,0	11,0	4,5	-4,7	-17,3	-18,6
Кызан	-28	-34	-23	-3,7	1,1	6,6	1,0	8,4	1,3	-15	-21	-26
Ф.Шевченко	-18,0	-24,0	-19,0	-1,3	6,9	12,4	15,0	11,7	4,0	-2,9	-12,1	-14,5
Максимальные месячные температуры воздуха												
о.Кулалы	12,2	14,0	21,3	27,1	33,5	39,1	38,8	38,0	33,4	26,0	14,4	9,6
Кызан	14,1	17,5	25,0	32,6	40,0	43,7	44,2	42,4	38,6	29,9	29,0	15,5
Ф.Шевченко	11,9	15,8	24,4	31,2	34,3	39,9	39,6	38,2	34,9	27,3	18,2	15,6

Отрицательные температуры воздуха в зимние месяцы – следствие наличия в этом районе моря ледяного покрова на прилегающей морской акватории с хорошо развитыми формами неподвижного льда. В среднем можно говорить, что нулевая изотерма в январе-феврале оконтуривает границу распространения морского льда. В годовом цикле продолжительность безморозного периода составляет в среднем 2/3 времени (табл. 1.3).

Таблица 1.3 Даты первого и последнего заморозков и продолжительность безморозного периода

Пункт наблюдения	Дата заморозков						Продолжительность безморозного периода		
	первого			последнего					
	сред	ран	позд	Сред	ран	позд	сред	мин	макс
Форт -Шевченко	6 XI	12 X	9 XII	28 III	3 III	26 IV	233	175	267

Одной из причин того, что зимой территория является наиболее холодным местом, а летом крайне жарким, является воздействие воздушных потоков из зоны казахстанских степей и полупустынь.

Интенсивность наступления теплого периода представлена в табл. 1.4, в которой приводятся даты перехода температуры через определенные температурные значения.

Таблица 1.4 Даты перехода среднесуточных температур через определенные температурные пределы

Пункт наблюдения	Температура, °С					
	0	5	10	15	20	25
о.Кулалы	14 II	2 IV	18 IV	3 V	27 V	1 VII
Ф.Шевченко	7 III	27 III	15 IV	4 V	28 V	4 VII

В суточном ходе температуры воздуха отмечен один максимум, который наступает около 13 часов. По мере удаления от берега он может сдвигаться на 1-2 часа в связи с ослаблением влияния водной поверхности. Наибольшим внутрисуточным колебанием температуры отличаются летние месяцы, наименьшим – зимние.

Ветер

Восточное побережье Северного Каспия выделяют как единый район с близкими характеристиками ветрового режима (Каспийское море, 1992 г.).

Над акваторией восточной части Северного Прикаспия преобладают восточное и западное направление ветра. При этих направлениях отмечается самое большое число штормов и наибольшие скорости ветра.

Над восточной частью Северного Каспия чаще дуют ветры с юго-востока и северо-запада, отмечаются и юго-восточные штормы продолжительностью до 100-140 часов.



Наименьшую повторяемость имеют южные ветры, а безветренная погода за год составляет около 15 % (таб. 1.5-1.6).

Таблица 1.5- Повторяемость скоростей ветра по направлениям и штиля на станциях Форт-Шевченко, Кулалы и Кызан, %

Станции	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Ф.Шевченко	15	12	18	17	6	6	11	15	8
Кызан	11	10	23	21	7	5	12	11	14
о.Кулалы	13	14	17	10	5	12	14	15	3
Среднее	13	12	19	16	6	8	12	14	8

Таблица 1.6 Повторяемость направлений ветра по румбам, %

Месяц	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Метеостанция Кызан									
I	1	4	13	11	9	29	26	7	16
II	9	9	15	18	9	18	15	7	17
III	7	2	14	12	6	15	29	15	16
IV	11	4	34	14	5	12	17	3	11
V	5	12	14	7	4	25	20	13	24
VI	24	9	13	12	3	12	12	15	28
VII	24	14	12	7	2	7	16	18	27
VIII	13	24	35	5	1	3	5	14	27
IX	11	8	23	13	2	7	10	26	27
X	12	4	25	24	6	9	6	14	21
XI	2	9	38	34	3	4	5	5	15
XII	8	20	26	14	11	4	11	6	19
Год	10	9	21	14	5	12	14	11	20

Средние месячные значения скорости ветра для района расположения предприятия превышают показатель, характеризующий среднюю скорость на территории Казахстана (3,7 м/с), и колеблются в пределах от 4,4 до 6,3 м/с. Скорость ветра, повторяемость превышения которой составляет 5%, равна 13 м/с. Годовая повторяемость слабых ветров (0-1 м/с) составляет всего 10,2%. В ветровом режиме у земли прослеживается сезонная изменчивость: в зимний период господствуют юго-восточные ветры, летом-северные ветры.

Влияние сибирского максимума и большие ровные пространства к востоку от Северного Каспия определяют сезонную изменчивость направлений воздушных переносов.

Зимой воды Каспия охлаждаются меньше, чем прилегающие территории, в связи с чем увеличивается перенос более холодных воздушных масс в сторону моря.

По этой же причине высокая повторяемость восточных румбов сохраняется в весенний и осенний периоды.

Условия рассеивания выбросов в атмосферу на рассматриваемой территории представлены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

№ п/п	Наименование характеристик	Величина
1	2	3
1	Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
2	Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
3	Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, °С	29.4
4	Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), °С	-2.7
5	Среднегодовая роза ветров, %	
	С	17.0
	СВ	12.0



	В	15.0
	ЮВ	19.0
	Ю	7.0
	ЮЗ	6.0
	З	10.0
	СЗ	14.0
6	Среднегодовая скорость ветра, м/с	3.7
7	Скорость ветра (по средним многолетним данным) повторяемость превышения, которой составляет 5 м/с	13.0

Роза ветров района расположения месторождения представлена на рисунке 1.2.

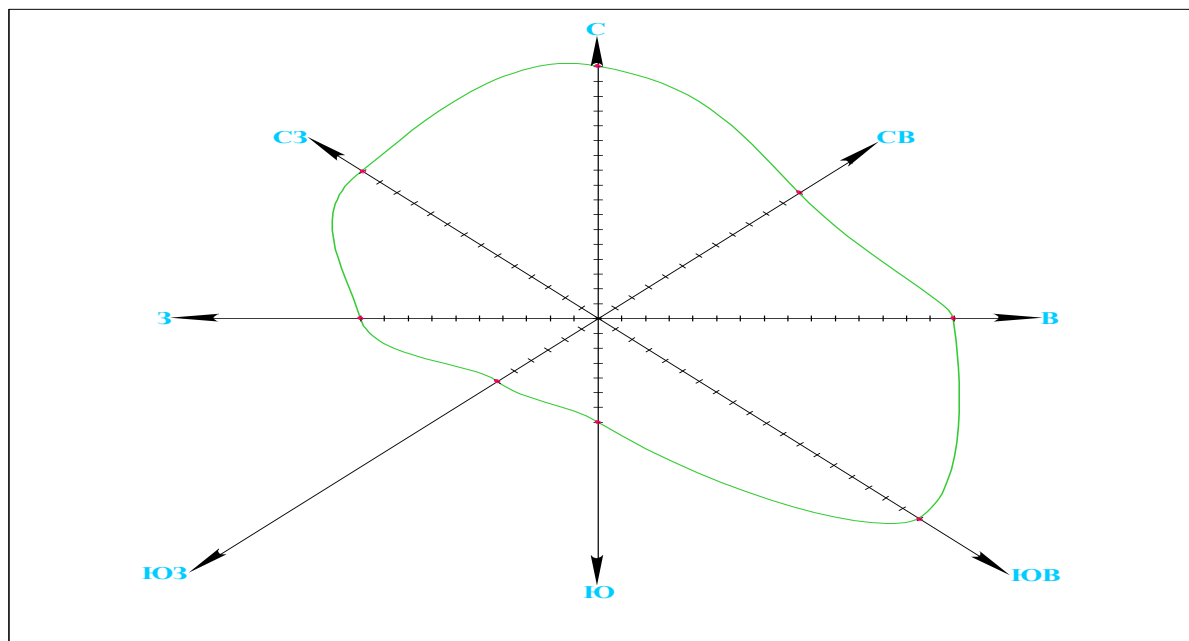


Рисунок 1.2. Роза ветров района расположения месторождения Каламкас

Атмосферные осадки

Режим осадков в значительной мере зависит от взаимодействия различных по происхождению воздушных масс с рельефом побережья.

Рассматриваемый район отличается большей засушливостью, что связано с малым проникновением влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником осадков.

Годовая сумма осадков по данным станции Кызан составляет 170 мм. Распределение среднемесячных осадков представлено в таблице 1.8. При этом на повышенном фоне количества осадков с апреля по октябрь, выделяется два максимума в мае–июне и сентябре. Зимний минимум осадков связан с развитием азиатского антициклона в северной части Казахстана.

Таблица 1.8- Среднемесячное количество осадков, мм

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
о.Кулалы	8	9	12	14	16	12	10	11	14	13	12	11
Ф.Шевченко	11	10	12	17	15	17	15	15	17	15	12	16
Кызан	9,7	8,1	14,2	17,6	18,6	11,6	14,5	8,0	10,7	13,7	9,5	7,8

Кроме естественного преобладания в структуре осадков жидкой фазы (табл. 1.9), что напрямую связано с более длительным периодом положительных температур воздуха, необходимо отметить следующие особенности выпадения осадков. Наибольшая



продолжительность осадков приходится на январь-февраль (табл. 1.10), когда общее количество осадков минимально, а твердая фракция максимальна, что косвенно свидетельствует о благоприятных условиях для горизонтального переноса снежного покрова – метелей и поземки. В летнее время минимальная продолжительность осадков совпадает со вторым минимумом их количества. Этот факт говорит о том, что осадки выпадают в виде непродолжительных интенсивных дождей, но их вероятность невелика

Таблица 1.9- Содержание твердых, жидких и смешанных осадков по месяцам, ст. Форт-Шевченко, %

Осадки/Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Твердые	30	37	20	4	-	-	-	-	-	1	9	24
Жидкие	32	19	50	94	100	100	100	100	100	98	64	35
Смешанные	38	44	30	2	-	-	-	-	-	1	27	41

Таблица 1.10- Средняя и максимальная продолжительность осадков по месяцам ст. Форт-Шевченко, часы

Продолжительность	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Средняя	47	44	34	24	19	11	8	8	19	31	28	42
Максимальная	125	169	74	76	64	45	28	46	40	81	74	102

Снежный покров

Рассматриваемый участок относится к зоне с неустойчивым снежным покровом. Твердые осадки – снег, крупа, снежные зерна – наблюдаются с октября-ноября по март-апрель.

Образование снежного покрова на полуострове Бузачи следует ожидать во второй декаде декабря, а сход – в первой декаде марта. Временная изменчивость указанных дат может достигать одного месяца с перерывами не более 3 дней подряд.

Средняя высота снежного покрова составляет 10-20 см. Снег выпадает в периоды вторжения холодных воздушных масс и при прохождении холодных фронтов. Как правило, первый снег не образует снежного покрова и быстро тает. Число дней с метелью – 5-10 дней в году.

Влажность воздуха

Среднегодовая относительная влажность воздуха составляет 58 %. Максимальная относительная влажность достигает в ноябре-декабре 90 %, минимальная 41 % в мае.

Таблица 1.11- Среднемесячная и среднегодовая влажность воздуха

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Метеостанция Кызан												
1998	81	84	62	44	54	48	47	51	47	63	74	80
Метеостанция Кулалы												
1998	83	83	78	74	65	73	68	68	66	75	77	78



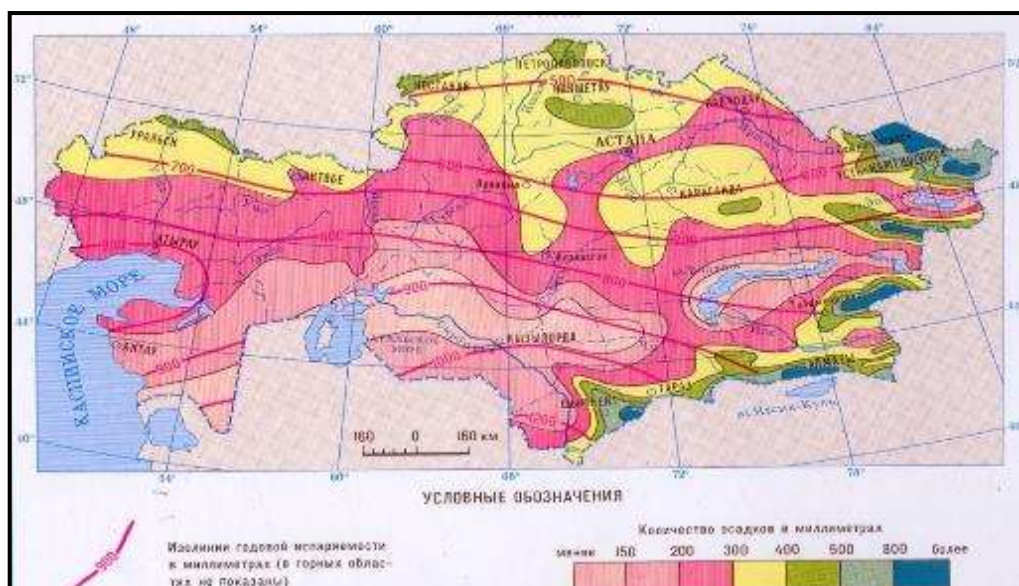


Рисунок 1.3– Климатическая карта

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

Согласно рисунку 1.4 суммарная солнечная радиация для района расположения месторождения составляет 120-130 ккал/см² в год.

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

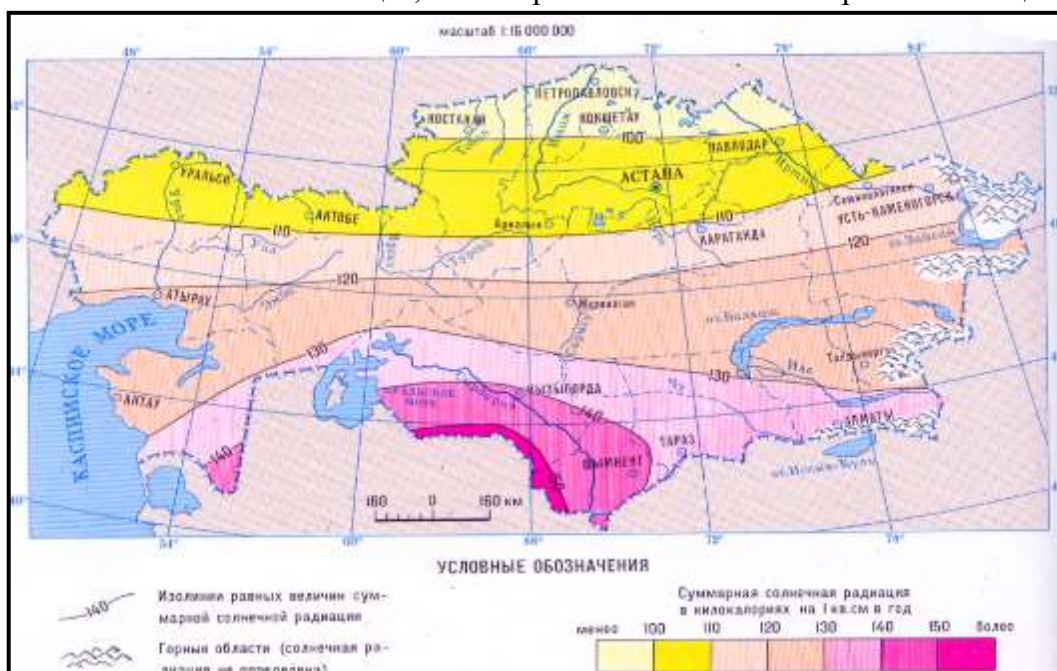


Рисунок 1.4– Карта суммарной радиации

Сейсмичность района

Согласно СП РК 2-03-30-2017 район намечаемой деятельности относится к сейсмическим районам с интенсивностью сотрясений до 6² баллов.

1.3 Сейсмотектоника и сейсмичность

Площадь изысканий расположена в пределах Прикаспийского сейсмоопасного региона и соседствует с Центрально-Мангистауской сейсмогенерирующей зоной с $M_{MAX} \leq 6,5$, что, безусловно, накладывает свой отпечаток на общую сейсмическую обстановку в районе

Согласно общепринятому сейсмическому районированию территории Казахстана (рис. 1.5) и СНиП РК 2.03-30-2017 сейсмичность рассматриваемой территории составляет 6 баллов по шкале MSK-64. Сейсмичность приграничных участков равна 7 баллов.

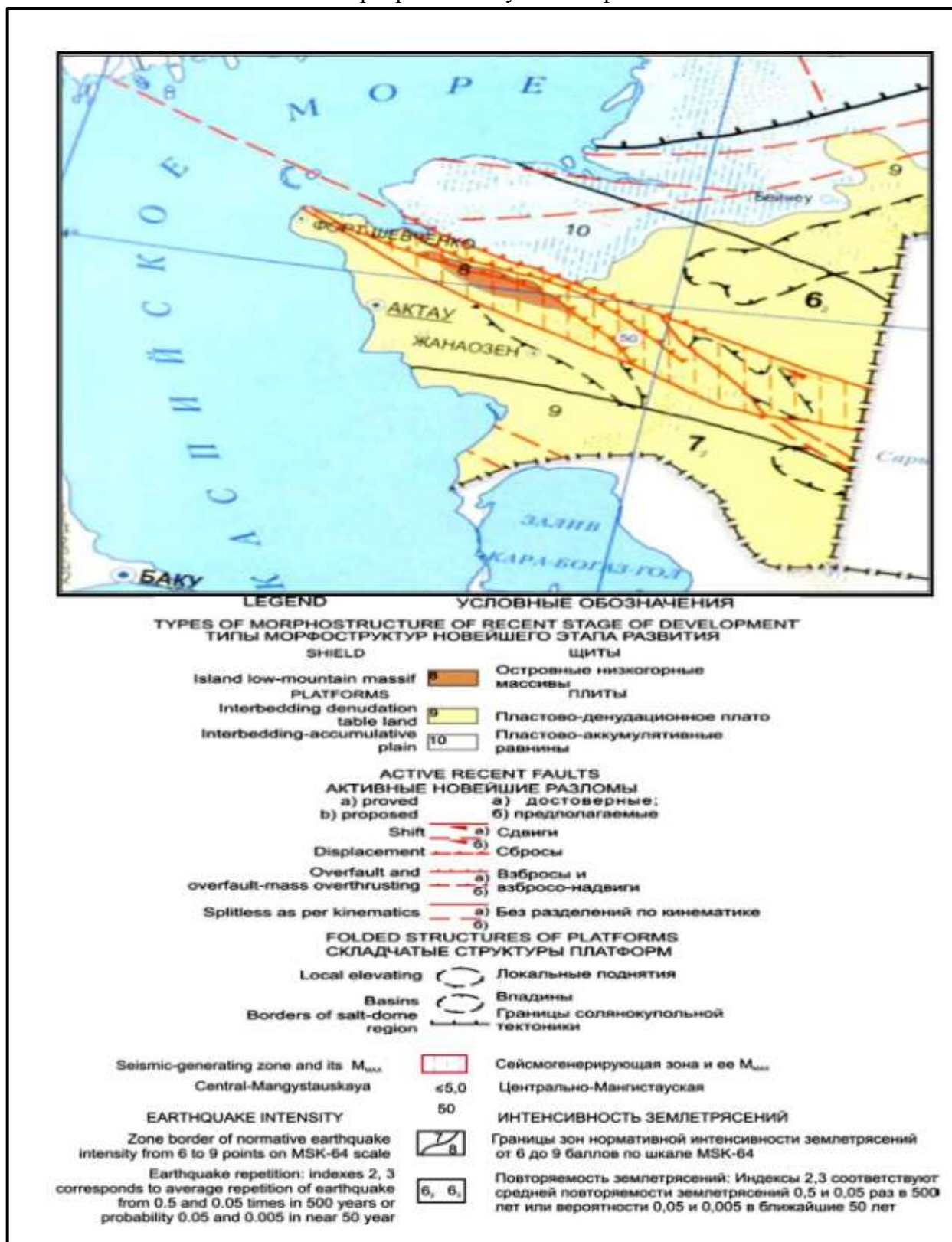


Рисунок 1.5. – Карта сейсморайонирования. Масштаб 1:7 500 000.

1.4 Геоморфология и рельеф

Геоморфологическое районирование территории полуострова Мангыстау проиллюстрировано рисунком 1.6.



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

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

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

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

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



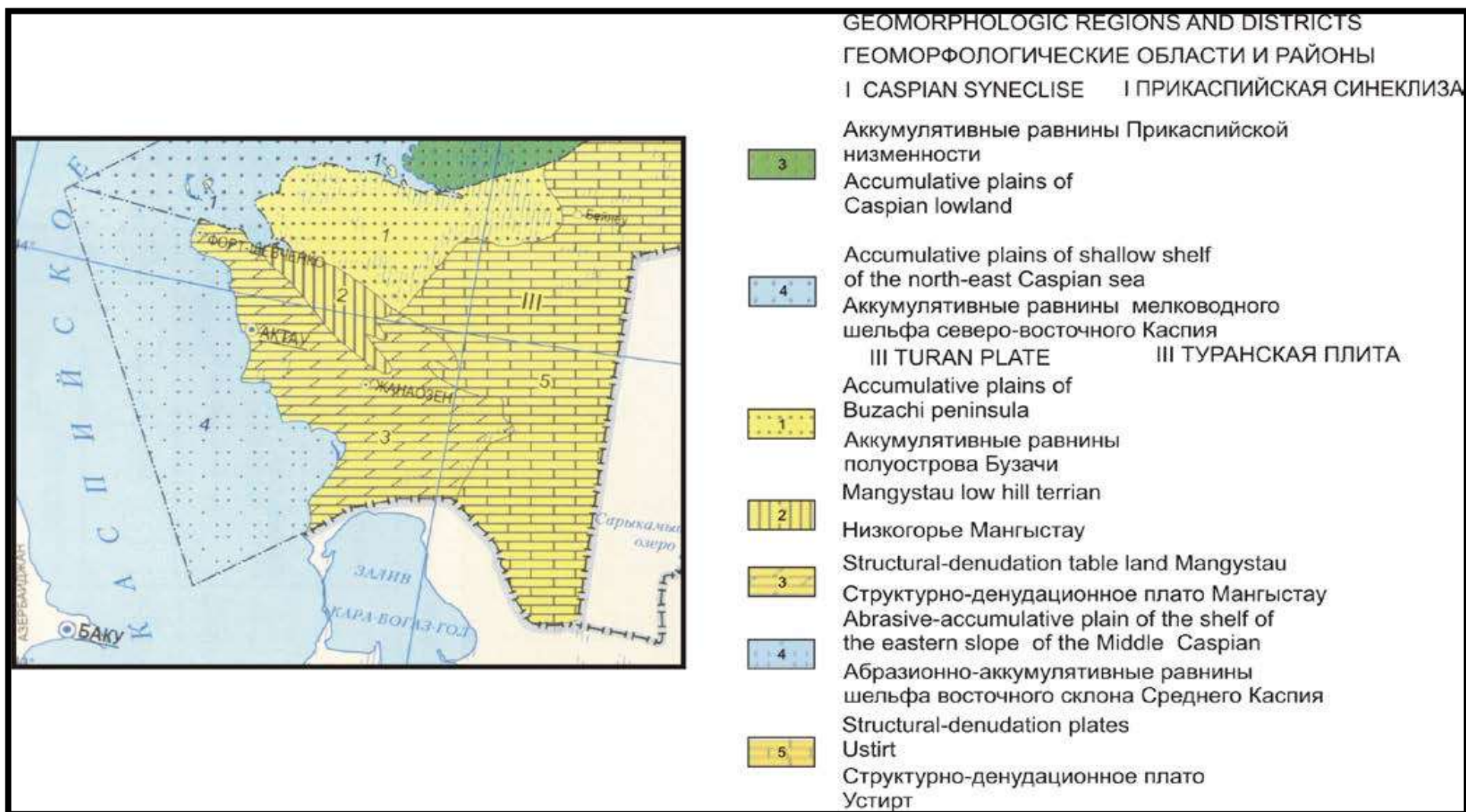


Рисунок 1.6. – Геоморфологическое районирование территории полуострова Мангыстау

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

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

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

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

1.5 Характеристика геологического строения

Месторождение открыто в январе 1976 года, когда в скважине К-1 при забое 587 м из неокомских отложений получен фонтан газа дебитом более 100 тыс. м³/сут, установивший продуктивность нижнемеловых отложений. В июле 1976 при опробовании в колонне интервала 847-855 м в скважине 3, получен фонтан нефти дебитом 31,6 м³/сут на 5 мм штуцере, доказавший промышленную продуктивность юрских отложений.

В настоящее время месторождение разрабатывается в соответствии «Уточненным проектом разработки месторождения Каламкас», утвержденный в ЦКР РК (Протокол №27-5-1091-И от 05.07.2018 г. [УПР].

За период проведения [УПР] на месторождении выполнен большой объем работ:

- пробурено 5 оценочно-эксплуатационных (9709, 10100, 10101, 10102, 10103) и 321 эксплуатационных скважин;
- выполнены сейсморазведочные работы (ВРС) МОГТ-3Д, построены структурные карты по 17 отражающим горизонтам и составлен отчет [PGS-2019];
- в 8 скважинах (9421, 8063, 9129, 8820, 8238, 10100, 10102 и 10103) из продуктивной толщи отобран и изучен керн, исследован по 414 образцам;
- проведены гидродинамические исследования;
- отобраны и изучены состав и свойства пластовых и поверхностных проб нефти;
- опробованы оценочные скважины;

На основе вышеперечисленных работ был выполнен и принят «Пересчет начальных запасов нефти, газа и попутных компонентов залежей юрских отложений месторождения Каламкас. ТЭО КИН» по состоянию изученности на 02.01.2022 г. (Протокол ГКЗ РК №2487-22-У от 09.12.2022) [ПЗ2022]. В рамках работы [ПЗ2022] уточнено геологическое строение и выполнена 3Д геологическая модель месторождения.

В настоящем разделе приводится характеристика геологического строения месторождения, основанная на детальном анализе всего геолого-геофизического и геолого - промыслового материала, изложенного в работе [ПЗ2022] и данных скважин, пробуренных в 2022г.

Литолого-стратиграфическая характеристика

На месторождении Каламкас бурением вскрыт разрез, представленный осадочными отложениями триасового, юрского, мелового и четвертичного возраста, на максимальную глубину 4002 метров в скважине П-1.



Материалы эксплуатационного бурения и сейсмики свидетельствуют о высокой тектонической активности в пределах структуры Каламкас на протяжении всей геологической истории ее развития. Это обусловило литолого-фациальную изменчивость пластов, наличие стратиграфических несогласий и невыдержанность сейсмических отражающих горизонтов, секущих разновозрастные отложения.

Мезозойская группа (Mz)

Триасовая система (T)

В строении триасового разреза установлены отложения нижнего и среднего отделов, которые максимально пройдены параметрической скважиной П-1.

Нижний отдел (T1) включает индский-оленьский ярусы (T1 i- T1 o)

Отложения нижнего триаса представлены неравномерно переслаивающимися аргиллитами и песчано-алевролитовыми породами. Песчаники чаще всего наблюдаются в виде маломощных прослоев и пластов толщиной 2-4 м. Породы нижнего триаса пестроцветные, преимущественно красноцветные, преобладают коричневые окраски различных тонов, с красными, фиолетовыми и серыми оттенками.

Максимально вскрытая толщина составляет 2428 м (скв. П-1).

Средний отдел (T2) включает Анизийский-Ладинский ярусы (T2a- T2l)

Отложения среднего триаса представлены неравномерно переслаивающимися песчано-алевролитовыми и глинистыми породами. Отмечаются редкие прослои известняков и туфогенных пород. Преобладающая окраска пород серая и светло-серая нередко с зеленоватым оттенком.

Наибольшая толщина среднего триаса 390 м установлена в скважине П-1. В скважинах 63 и 68 толщина значительно меньше и равна, соответственно 101 м и 317 м.

Юрская система (J)

Юрские базальные отложения представлены полифациальной толщей преимущественно терригенных пород, залегающих с угловым и стратиграфическим несогласием на нижних – среднетриасовых породах и несогласно перекрывающихся нижнемеловыми отложениями. Толщина юрских пород изменяется в значительных пределах, от 270 до 460 м, что объясняется, как размывом юрских осадков, так и тектоническими дислокациями горных пород, которые являлись решающими в формировании Каламкаской структуры.

В разрезе юрской толщи выделено тринадцать продуктивных горизонтов, из них шесть (Ю-5Ск, Ю-5Ст, Ю-4С, Ю-3С, Ю-2С, Ю-1С) имеют ограниченное распространение на крыльях и периклиналях структуры, и семь (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII) имеют повсеместное распространение.

Юрские отложения представлены нижним, средним и верхним отделами.

Нижний отдел (J1). Нижнеюрские породы имеют ограниченное распространение и фиксируются в эрозионных впадинах триаса. Отложения нижней юры на месторождении Каламкас выделяются условно в скважине 82 интервалы 1155-1162 м, 1162-1170 м. Литологически отложения представлены алевролитами мелкозернистыми с включениями углефицированных растительных остатков.

Средний отдел (J2) включает в себя ааленский, байосский и батский ярусы.

Отложения средней юры в литологическом отношении представлены неравномерным чередованием глин и песчано-алевролитовых пород, причем песчано-алевролитовые породы наблюдаются в верхней части разреза. Характерной особенностью среднеюрских отложений



является обильное присутствие растительной органики. Для пород этого отдела характерны серые, светло-серые и зеленовато-серые оттенки. К среднему отделу приурочены продуктивные горизонты с Ю-4С по Ю-VII.

Верхний отдел (J3) включает кимеридж-титонский (J3km+tt) ярусы.

Отложения верхней юры имеют ограниченное распространение и присутствуют в наиболее погруженных северо-западной и западной частях структуры и относятся к кимеридж-титонскому ярусу. К этим отложениям приурочен продуктивный горизонт Ю-5С, залегающий с размывом на подстилающих породах горизонта Ю-4С. По литологической характеристике эти отложения делятся на две части: нижнюю - терригенную и верхнюю – карбонатную. Верхнеюрские отложения представлены алевролитами, глинами, известняками и доломитами.

Завершается разрез юрской толщи горизонтом Ю, толщиной 10-15 м, который трансгрессивно залегает на подстилающих отложениях и представлен песчано-алевролитистыми породами. Породы этого горизонта являются базальными для нового нижнемелового седиментационного цикла осадконакопления.

Меловая система (K)

Отложения меловой системы в пределах месторождения представлены нижним и верхним отделами.

Нижний отдел (K1) представлен берриас-валанжинским, готеривским, барремским, аптским и альбским ярусами.

К нижнему отделу приурочены шесть газоносных пластов (А, Б, В, Г, Д, Е) в отложениях неокома и два газоносных пласта в аптских отложениях (K1ap1 и K1ap2).

Нижнемеловые отложения со стратиграфическим несогласием и размывом залегают на породах юры и представлены берриас-валанжинским, готеривским, барремским, аптским и альбским ярусами. Эти образования сложены терригенными отложениями: песчаниками, глинами, алевролитами и мергелями, встречаются редкие прослои известняков.

Верхний отдел (K2) представлен породами сеноманского и туронского ярусов. Разрез представлен глинами с прослоями песчано-алевролитовых и глинисто-карбонатных пород.

Палеоген-неогеновые отложения в разрезе отсутствуют в результате размыва.

Четвертичная система (Q)

Четвертичные отложения представлены современными солончаковыми образованиями.

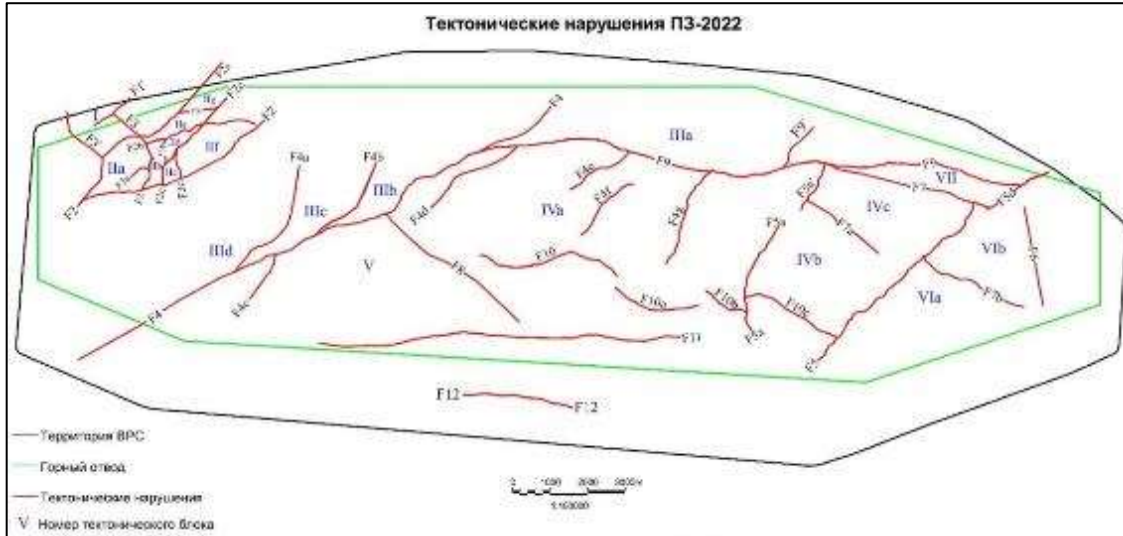
Тектоника

Каламкасская антиклинальная складка в тектоническом отношении приурочена к северной части Северо-Бузачинского свода, расположенного на северо-западном окончании Туранской плиты.

Месторождение Каламкас в тектоническом отношении является сложно построенной структурой. История тектонического развития юрской толщи имеет сложный многоэтапный характер. Многочисленные конседиментационные и постседиментационные тектонические процессы влияли на формирование коллекторов нефти и газа. Основная тектоническая активность происходила при формировании юрских стратиграфических горизонтов, которая выражается в образовании палеорусел, зон частичного, полного стратиграфического выклинивания и т.д.

Согласно новым материалам на месторождении Каламкас выявлено большое количество тектонических разломов, а также определено их пространственное расположение





за отсутствия эксплуатационных скважин в южной части месторождения, нарушении F11 и F12 также не влияют на уровень водонефтяного контакта. Нарушение F9', местоположение которого установлено по данным сейсморазведки и на основе данных опробования, исходя из несоответствия водонефтяных контактов, является малоамплитудным и опережающим для нарушения F9.

Ранее установленное сбросовое нарушение F9 не подверглось крупным изменениям, только в восточной части, продлено до тектонического нарушения F5. Данный сброс осложняет северное крыло структуры, так в районе сочленения, опущенного и приподнятого блоков, образуется вытянутая, примыкающая к разлому обширная зона шириной до 500 метров, где углы падения пород достигают 12-150 и амплитуда изменяется от 30 до 60 м. Можно предположить, что нарушение F9, разбивает северное крыло структуры на отдельные блоки, которые ступенчато погружаются в северном направлении.

На основе материалов высокоразрешающей сейсморазведки МОГТ-3Д, данных эксплуатационного бурения уточнено строение юрских горизонтов восточной части месторождения и местоположение ранее установленных тектонических нарушений F5, F5a, F6, F7a, F7b, F7, F9 и прослежены новые нарушения F5d, F10c, F5a'.

Ранее выделенные нарушения F5, F5a незначительно изменились в сравнении с предыдущими работами по местоположению, и в северной части переходят в другие нарушения, соответственно F5d, F5a'. Нарушения F5, F5a являются комбинированными и классифицируются как сбросо-сдвиги, их относительная амплитуда довольно выдержанная и составляет порядка 20 метров.

Тектонические нарушения F6, F7a, F7b установлены исключительно по несоответствию положения водонефтяных контактов залежей нефти горизонтов Ю-II, Ю-III, Ю-IV учитывая промысловые данные и материалы ГИС. Нефтяную залежь горизонта Ю-II, тектонического блока VIb контролирует нарушение F7b, залежь нефти горизонта Ю-III, приуроченную к VIb блоку контролируют нарушения F6, F7b, а залежи нефти Ю-IV горизонта блоков IVb и IVc, разделяет нарушение F7a.

Таким образом, все установленные тектонические нарушения классифицируются как согласные сбросы с углами падения сместителя 700-900, исключение составляют нарушения F5, F5a, которые являются комбинированными и классифицируются как сбросо-сдвиги.

Нефтегазоносность

На месторождении Каламкас продуктивными являются отложения мела и юры. Промышленная газоносность месторождения связана с нижнемеловыми отложениями, где установлено восемь газовых залежей, из них: шесть газоносных пластов, приурочены к неокому (А, Б, В, Г, Д, Е) и два газоносных пласта в аптских отложениях (K1a1 и K1a2).

Меловая и юрская продуктивные толщи отделяются друг от друга глинистым разделом толщиной 25-30 м.

В разрезе юрской толщи выделено двенадцать продуктивных горизонтов, из них пять (Ю-5С, Ю-4С, Ю-3С, Ю-2С, Ю-1С) имеют ограниченное распространение на крыльях и периклиналях структуры и к ним приурочены стратиграфические экранированные залежи, и семь (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII) имеют распространение в своде структуры - к ним приурочены пластовые сводовые залежи. Кроме этих горизонтов в кровле юрских отложений залегает песчано-алевролитовый пласт Ю, стратифицируемый, как отложения нижнемелового возраста. Учитывая близость положения газонефтяного и водонефтяного контактов пласта Ю с другими юрскими продуктивными горизонтами, приуроченность к



одному этажу нефтегазоносности.

В настоящей работе рассматриваются залежи нефти и газа, приуроченные к юрской продуктивной толще.

1.6 Гидрогеологические и гидроморфологические условия района

1.6.1 Особенности геологического строения

Полуостров Бузачи по физико-географическому районированию Казахстана относится к Прикаспийской низменности. В отличие от большей части Прикаспийской низменности, имеющей мощный чехол рыхлых четвертичных отложений, здесь на поверхности миоценовых сарматских отложений залегают небольшой мощности морские осадки хвалынского и новокаспийского возраста.

В орографическом отношении площадь месторождения Каламкас представляет собой степь (абсолютные отметки 20-25 м) с наличием многочисленной сор, представляющими собой бессточные впадины, непроходимые для автотранспорта.

В настоящее время рельеф в пределах месторождений имеет техногенный характер в результате инженерной деятельности человека. Для современного рельефа характерно наличие защитных дамб, промышленных объектов, строительство дорог, нефте- и водопроводов четко выраженных в рельефе насыпями, выемками, траншеями. Все это привело к резкому нарушению естественного рельефа, режима физико-геологических явлений и процессов, которые вызвали возникновение множества неблагоприятных факторов: образование участков с длительными застоями поверхностных и нагонных вод, искусственное подтопление территории, нарушение естественного залегания грунтов и грунтовых вод, засоление и загрязнение подземных вод.

1.6.2 Гидрография

Гидрографическая сеть отсутствует. На территории полуострова Бузачи, прилегающей к району месторождения Каламкас, постоянные водотоки и водоемы отсутствуют. Поверхностные воды суши присутствуют в небольшом количестве, зависящий в первую очередь от времени года. Гидрографическая сеть развита очень слабо и отличается большой неравномерностью. Здесь широко распространены бессточные впадины. Эти понижения окружены сухими руслами, скорее ложбинами стока, в которых поверхностный сток может осуществляться лишь весной и осенью.

На территории полуострова распространены пологие понижения, склоны которых представляют собой такыры, а наиболее пониженные части - хаки (соленые грязи).

Часто такие ложбины не имеют общего направления стока и нередко уклоны их направлены в противоположные стороны. Последнее связано с тем, что в этой одним из основных рельефообразующим фактором, здесь, являются дефляционные процессы, в результате которых на различных отметках возникают впадины выдувания, являющиеся местными базисами эрозии. Отчасти, сеть ложбин стока имеет унаследованный характер, и образовалась в момент, когда территории была покрыта морем или в момент его отступления.

Единственным 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 уровня обусловлены плавным изменением общего водного баланса моря. Значительные кратковременные (от нескольких часов до нескольких суток) подъемы и спады уровня моря происходят при сгонно-нагонных явлениях, вызванных ветром. Нагонные явления наблюдаются в мае, сгоны – зимой. Эти явления сопровождаются изменением формы



водной поверхности без изменения общего объема воды в море.

1.7 Запасы нефти и газа

Газонефтяное многопластовое месторождение Каламкас, по величине своих извлекаемых запасов нефти является одним из крупнейших месторождений Казахстана. Впервые оценка запасов нефти и газа месторождения Каламкас была проведена в 1979 году институтом “КазНИГРИ” по состоянию изученности на 01.06.1979 г. и утвержден Протоколом ГКЗ СССР № 8401 от 28 ноября 1979 г.

В 2006-2007 г.г. [ПЗ2006] по результатам бурения 2612 скважин было проведено уточнение строения и емкостно-фильтрационных свойств залежей и подсчет запасов месторождения Каламкас, принятый ГКЗ РК 25.01.2008 г. (Протокол ГКЗ РК № 659-08-У).

По состоянию на 02.01.2022 года проведен пересчет запасов нефти и газа на основе трехмерной геологической модели месторождения Каламкас, утверждённый в ГКЗ РК (Протокол ГКЗ РК № 2487-22-У от 09.12.22 г.). Пересчет запасов выполнен по результатам высокоразрешающей сейсморазведки МОГТ-3Д [отчет сеймики], бурения 3620 скважин, отобранных более 3100 образцов керна из продуктивных отложений, изученности состава и свойства нефти и газа по пробам, а также длительное время нахождения в промышленной разработке.

В целом по месторождению Каламкас начальные геологические/извлекаемые запасы нефти составили по категории А+В+С1 – 665992/241991 тыс.т., запасы растворённого в ней газа по категории А+В+С1 – 19038.3/6902 млн.м3 (табл. 2.22). Геологические запасы газа составляют по категории С1 – 7772 млн.м3, С2 – 1.5 млн.м3 (табл. 2.23).

Запасы нефти в пределах контрактной территории АО “Мангистаумунайгаз” составляют по категории А+В+С1 – 663015 тыс.т., что является 99,6% от всего геологического запаса нефти месторождения. Запасы растворенного газа по категории А+В+С1 – 19001.7 млн. м3 (таблица 2.22). Запасы газа оценены в пределах контрактной территории АО “Мангистаумунайгаз”.

Залежи по пластам Ю, Ю-5Ск, Ю-5Ст и Ю-4С выходят за пределы контрактной территории АО “Мангистаумунайгаз”. Запасы нефти составили по категории В+С1 – 2977 тыс.т. и растворенного газа – 37 млн.м3.

1.8 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.

На эти плавные объемные колебания уровня моря накладываются относительно редкие, непериодические, кратковременные (от нескольких часов до нескольких суток) колебания, которые относятся к деформационным изменениям уровня. Они сопровождаются изменениями формы водной поверхности без изменения общего объема воды в море. Анализ наблюдений показал, что все значительные кратковременные колебания уровня Каспийского моря обусловлены ветровой деятельностью. Подъемы и спады уровня моря происходят при сгонно-нагонных явлениях, вызванных ветром. Нагонные явления наблюдаются в мае, сгоны – зимой.

Основное питание Каспийское море получает за счет стока р. Волги, р. Урала и рек



восточного склона Кавказа. Среднегодовое количество стока составляет 303 км³.

Основной расходной частью водного баланса является испарение с поверхности моря, величина которого определяется комплексом климатических факторов. Антропогенные факторы тоже занимают значительное место в расходной части водного баланса и потенциально могут стать значительными.

Изменение составляющих водного баланса в ту или другую сторону определяет изменение уровня моря.

Уровень Каспийского моря, как замкнутого водоема, не сообщаемого с Мировым океаном, подвержен значительным вековым и межгодовым колебаниям. Эти колебания относятся к объемным колебаниям уровня, при которых увеличивается или уменьшается количество воды в котловине моря вследствие межгодовых изменений водного баланса. На эти плавные объемные колебания уровня моря накладываются относительно редкие, непериодические, кратковременные (от нескольких часов до нескольких суток) колебания, которые относятся к деформационным изменениям уровня. Они сопровождаются изменениями формы водной поверхности без изменения общего объема воды в море.

Анализ наблюдений показал, что все значительные кратковременные колебания уровня в Каспийском море обусловлены ветровой деятельностью.

Периодические колебания (приливно-отливные) незначительны и составляют на Каспийском море 2...3 см.

Сезонные изменения объема стока влекут изменение уровня моря. Эти изменения, как правило, не превышают в среднем ± 20 см.

Сгонно-нагонные явления Каспийского моря. Ветер, возникнувший над спокойной горизонтальной поверхностью моря, приводит в движение поверхностный слой воды, который начинает двигаться в условиях мелководного моря в направлении ветра.

Течения создают временное перемещение масс воды из одного района в другой, нарушая при этом равновесие водной поверхности. Характер и величина нагонов зависят от конфигурации берегов и рельефа дна

При действии ветра одного направления над всей акваторией моря или над значительной его частью (регионального ветра) сгонно-нагонные колебания в общих чертах характеризуются следующим образом. Северные ветры вызывают сгоны во всей северной половине Каспия и нагоны на восточное и северо-восточное побережье. При юго-восточных ветрах – нагоны на северо-западные и западные побережья Каспия. Южные ветры вызывают сгоны в западной части моря и нагоны в восточной. Такое же положение и при западных ветрах. Восточные и северо-восточные вызывают нагоны в западной половине моря и сгоны в восточной.

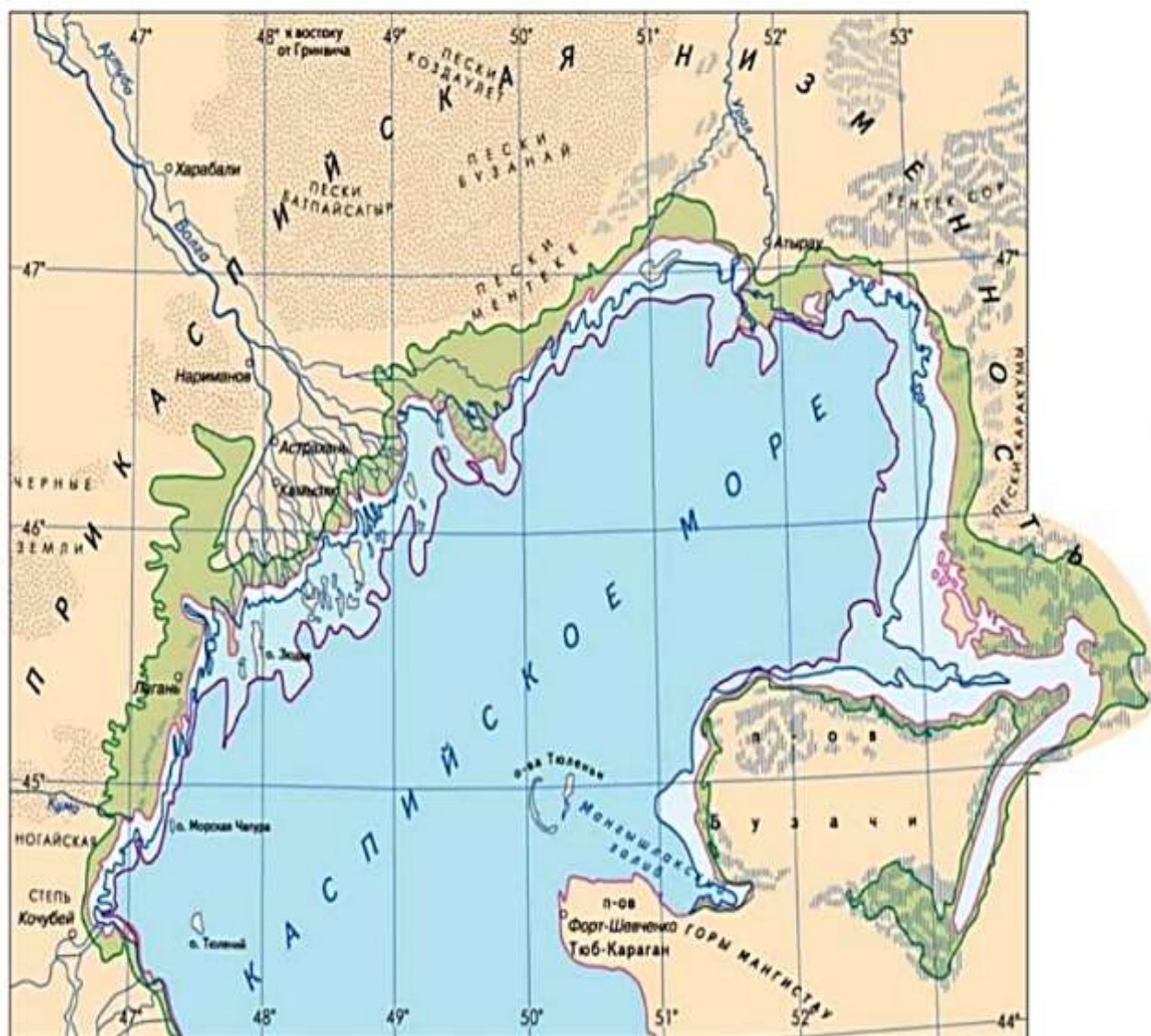
Ледовые явления. Большая часть северного Каспия ежегодно покрывается льдом. Первое появление льда отмечается на крайнем северо-востоке в середине ноября, затем лед появляется в северных мелководных районах моря, ограниченных трехметровой изобатой. В течение декабря процесс ледообразования охватывает более мористые районы. Период между первым появлением льда и образованием неподвижного ледяного покрова довольно продолжительный – от одной недели до двух месяцев. В среднем в каждую третью зиму



припай до видимого горизонта устанавливается от 4 до 15 раз.

ДИНАМИКА БЕРЕГОВОЙ ЛИНИИ СЕВЕРНОГО КАСПИЯ

Масштаб 1:4 000 000



Береговые линии, соответствующие уровню моря

- -26,0 м – максимальный среднегодовой для столетия (1900–1929 гг.)
- -27,0 м – современный
- -28,0 м – стабильный низкий (1942–1969 гг.)
- -29,0 м – минимальный для столетия (1977 г.)

Расчетные уровни Каспийского моря. Прогноз уровня Каспийского моря до 2020 года рассчитывался различными организациями и не позволяет однозначно оценить перспективные колебания уровня моря. Фирмой «Мобил» в работе «Экологическое состояние северного Каспия» была разработана упрощенная модель прогноза уровня моря. Результаты расчетов в наиболее опасном варианте показали, что уровень моря к 1998 году должен быть на отметке минус 26,40 м. Фактически уровень моря в 1998 году находился на отметке минус 27,12 м. Не



оправдался прогноз и в 2000 году, когда уровень моря составил минус 27,0 м.

Других более точных прогнозов в настоящее время нет из-за отсутствия достоверной информации о том, как будет меняться климат в этот период.

В этих условиях в проекте принят так называемый «страховой» прогноз уровня моря на 2024 год. За основу взята отметка уровня 2004 года минус 27,0 м и к ней добавляется возможный «всплеск» роста уровня на 0,70 м. Отсюда расчетная отметка уровня на 2024 год получена минус 26,30 м.

Подземные воды

Грунтовые воды имеют повсеместное распространение на территории месторождения. Водовмещающими являются все (кроме глин Хвалынской свиты, которые образуют водоупорный подстилающий горизонт на участках своих простираций) литологические разности, как четвертичных, так и палеогеновых отложений, которые образуют единый водоносный комплекс.

По характеру циркуляции подземные воды поровые, гидродинамический режим безнапорный. Грунтовые воды тесно связаны с поверхностными водами Каспийского моря, за счет которых, в основном, происходит их питание. В меньшей степени в питании подземных вод участвуют атмосферные осадки.

Водообильность водоносного горизонта зависит от литологического состава водовмещающих пород.

Водовмещающими породами являются песчаные грунты. Режим грунтовых вод безнапорный. Питание водоносный горизонт получает за счет атмосферных осадков и регионального притока с соседних участков. Уровень грунтовых вод (УГВ) на момент настоящих работ следует считать меженным. Во время выпадения обильных осадков и водоприток с соседних участков можно ожидать подъема УГВ до 0,6-1,0 м.

Грунтовые воды по архивным данным высокоминерализованные, с сухим остатком до 161 г/л, что соответствует группе рассолов.

По содержанию сульфатов грунтовые воды сильно агрессивны к бетонам любой прочности.

Качественный прогноз потенциальной потопляемости: территория потенциально подтопляемая.

1.9 Почвенный покров

Согласно природно-сельскохозяйственному районированию земельного фонда Республики Казахстан территория месторождения Каламкас расположена в пределах пустынной зоны Арало-Каспийской провинции на бурых почвах.

Почвенный покров рассматриваемой территории формируется на засоленных слоистых озерно-морских отложениях. Здесь широко распространены солончаки (типичные, соровые, приморские) и луговые засоленные приморские почвы, менее распространены зональные бурые засоленные почвы и пески мелкобугристые. Распространение почв представлено на почвенной карте Мангистауской области (Рисунок 1.7, 1.8).



Все 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: малого количества осадков, высоких летних температур, определивших 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.

В пределах территории месторождения были выделены следующие почвы:

- бурые засоленные супесчаные и песчаные;
- бурые солонцевато-солончаковые супесчаные и песчаные;
- бурые антропогенизированные (техногенно-нарушенные);
- солончаки типичные (корково-пухлые);
- солончаки луговые приморские;
- солончаки маршевые;
- солончаки примитивные приморские;
- солончаки соровые;
- солончаки типичные антропогенизированные (техногенно-нарушенные);
- солончаки соровые антропогенизированные (техногенно-нарушенные);
- пески эоловые мелкобугристые слабозакрепленные.

На месторождении значительная часть почв подвержена техногенному воздействию. Ниже приводится краткая характеристика почв месторождения.

Бурые почвы. Бурые почвы на описываемой территории встречаются преимущественно в комплексах с солончаками типичными и соровыми. сформировались на бэзовских буграх в условиях, исключаящих влияние грунтовых вод и дополнительного поверхностного увлажнения на процессы почвообразования.

Увлажнение почв происходит за счет атмосферных осадков. Водный режим непромывной. Почвообразующими породами служат засоленные аллювиально-морские отложения различного (чаще легкого) механического состава. Небольшое количество осадков и высокая температура обуславливают кратковременность процессов образования и разложения гумусовых веществ, интенсивных лишь в весенний период. Малая продуктивность растительности определяет основные генетические свойства бурых почв: низкое содержание гумуса и небольшую мощность гумусового горизонта, карбонатность почв, щелочную реакцию почвенного раствора.



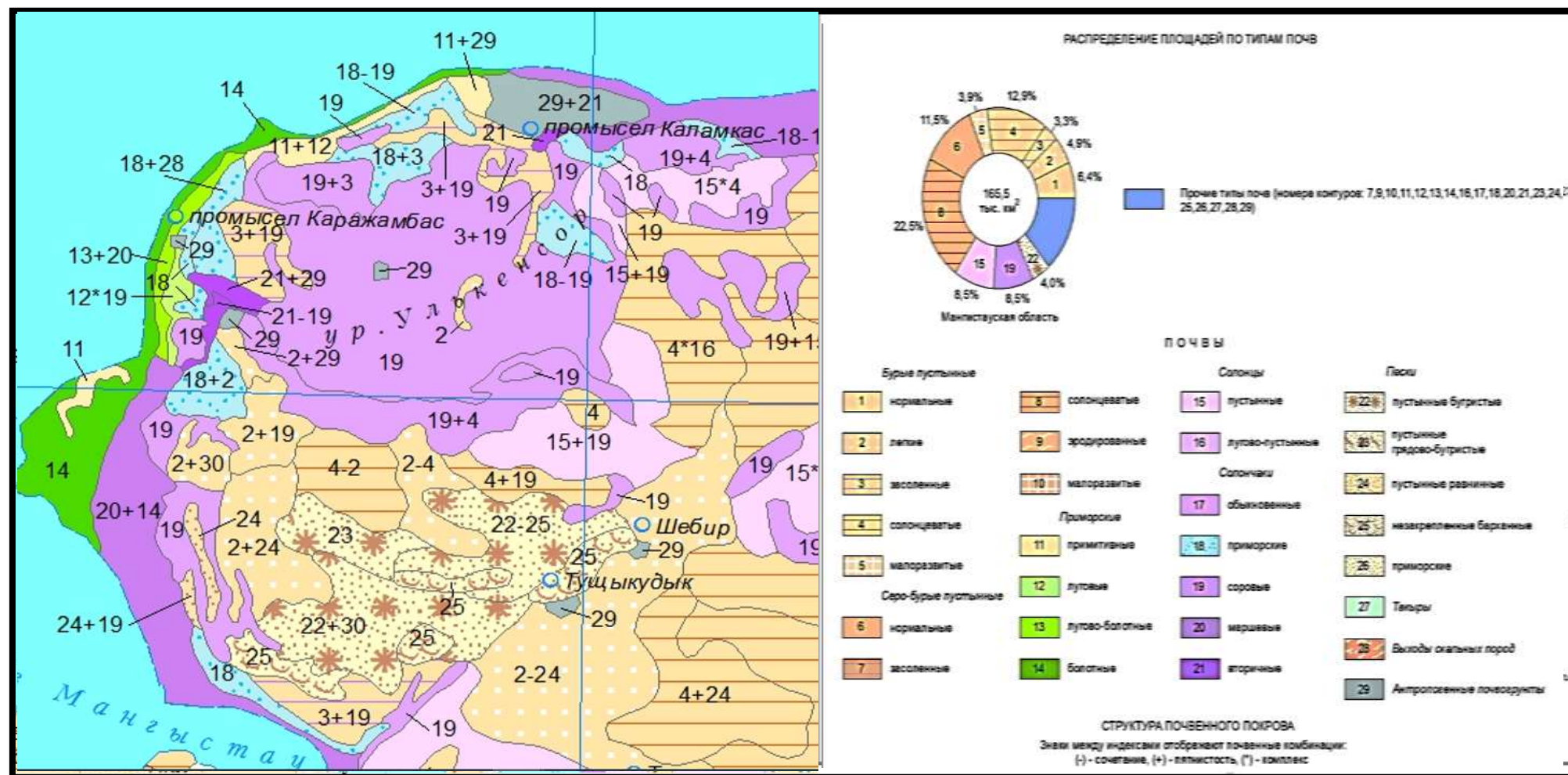
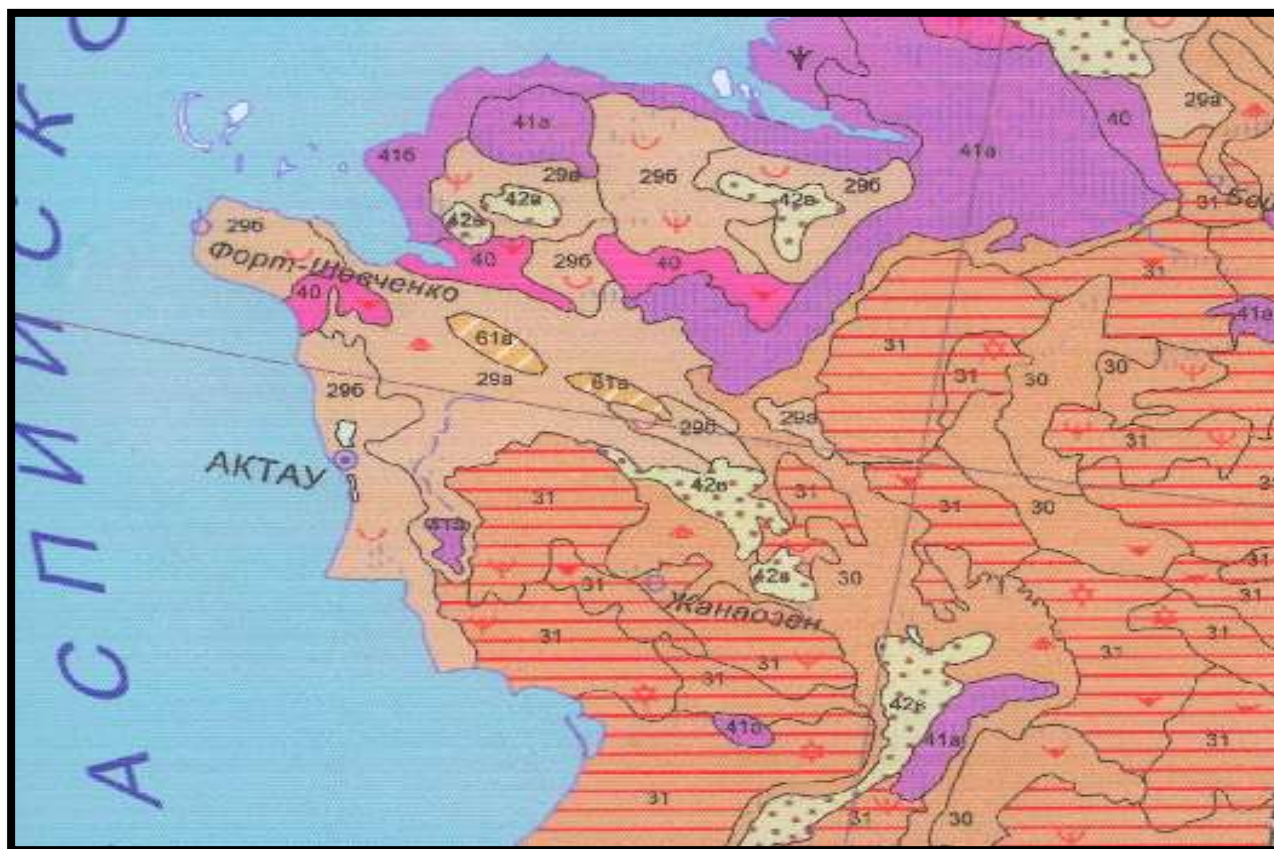


Рисунок 1.7- Почвенная карта месторождения





Условные обозначения:

29a	Светло-бурые пустынные, местами серо-бурые
29b	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
41b	Солончаки приморские
42a	Пески пустынные
61a	Горные пустынные

Рисунок 1.8- Почвенная карта Мангистауской области

Бурые засоленные супесчаные и песчаные почвы сформированы по повышениям приморской равнины. На характеризуемой территории получили ограниченное распространение. Морфологическое строение, из-за легкого механического состава, несколько отличается от классического строения суглинистых почв: профиль их более однородный, хотя довольно ясно выделяются горизонты А и В. Горизонт В сменяется переходным иллювиально-карбонатным горизонтом ВС с редкими расплывчатыми пятнами карбонатов, но чаще горизонт В переходит в материнскую породу (горизонт С), представленную слоистыми отложениями. С поверхности или на глубине 30-80 см почвы содержат в заметном количестве водно-растворимые соли. Засоление сульфатно-хлоридное и сульфатное, степень засоления меняется от слабой до сильной. Величина плотного остатка достигает 0,70-0,90%, причем максимум скопления солей отмечен в нижней части почвенного профиля, горизонте ВС (С). Содержание гумуса в горизонте А в супесчаных разновидностях 0,5-0,6%, в песчаных его количество ещё ниже, не превышает 0,3-0,4%. С глубиной количество



гумуса уменьшается постепенно. Обеспеченность почв валовыми и подвижными формами фосфора низкая, подвижным калием – низкая и средняя. Содержание CO_2 карбонатов в верхнем гумусовом слое составляет 1,5 -2,5% с постепенным увеличением вглубь профиля до 2,5-3,0%. Реакция почвенного раствора щелочная по всему профилю. По гранулометрическому составу почвы преимущественно супесчаные и песчаные, в составе механических фракций преобладают частицы мелкого песка, илистых частиц мало.

Бурые солонцевато-солончаковые супесчаные и песчаные почвы. Как и вышеописанные, эти почвы не получили значительного распространения. Сформировались на повышенных участках равнины и встречаются преимущественно в комплексе с солончаками типичными. По своим морфологическим признакам и по содержанию питательных веществ эти почвы сходны с описанными выше, но отличаются от них наличием солонцеватости, морфологически проявляющейся в уплотнении горизонта и в его крупно комковатой структуре. Причиной солонцеватости является повышенное содержание (более 3%) в почвенно-поглощительном комплексе обменного натрия, оказывающего диспергирующее действие на почвенные коллоиды. Засоление отмечается в поверхностном горизонте, степень засоления изменяется от слабой до очень сильной (величина плотного остатка, при хлоридном и сульфатно-хлоридном типе изменяется от 0,113 до 1,001%, при хлоридно-сульфатном от 0,266 до 1,107%). Вниз по профилю засоление увеличивается. Содержание гумуса в верхнем горизонте 0,5-0,9% в супесчаных и 0,5% в песчаных разновидностях. Реакция почвенного раствора преимущественно щелочная, реже слабощелочная. Механический состав почв супесчаный и песчаный с преобладанием в составе гранулометрических фракций мелкопесчаных частиц.

Бурые антропогенизированные (техногенно-нарушенные) почвы. Распространены большей частью в районе ведения добычи, первичной переработки и транспортировки нефти, а также отдельными участками на прилегающих территориях. Формирование и свойства этих почв обусловлены техногенным воздействием при ведении добычи нефти, прежде всего механическими нарушениями и химическим загрязнением почв. Механические нарушения выражаются в уничтожении растительности, плодородных верхних горизонтов почв, разрушении их структурного состояния и переуплотнении, изменении микрорельефа местности (траншеи, отвалы, выбросы, спланированные участки, колеи дорог).

Солончаки. На территории полуострова Бузачи солончаки имеют чрезвычайно широкое распространение. Приурочены они к самым низким и наименее дренированным поверхностям, которые служат очагами местного солесбора. Солончаки – почвы выпотного водного режима, с преобладанием восходящих токов, приводящих к засолению почвенной толщи и ее поверхностных горизонтов. Объединяющими признаками солончаков являются: высокое содержание в почво-грунтах легкорастворимых солей, максимум которых находится в верхних горизонтах; слабая дифференциация профиля на генетические горизонты.

На описываемой территории выделены следующие подтипы солончаков: типичные, луговые приморские, маршевые и примитивные приморские, соровые. На месторождении значительная часть солончаков подвержена техногенному воздействию.

Солончаки типичные (корково-пухлые). Солончаки типичные встречаются главным образом в комплексах с бурыми почвами. Формирование их происходит на засоленных породах с относительно низким залеганием сильноминерализованных грунтовых вод (2-6 м), уровень которых меняется в зависимости от сезонов года. Растительный покров представлен солевыносливыми видами: сарсазаном и однолетними солянками. Дифференциация



почвенного профиля на генетические горизонты слабая, что связано с высокой концентрацией солей в почве и неблагоприятными условиями накопления и разложения органических веществ. Поверхность трещиноватая, покрыта солевой корочкой, мощностью до 1-2 см, под которой идет рыхлый, наполненный кристаллами солей горизонт, мощностью 17-20 см буровато-серого цвета. Ниже этого горизонта, в зависимости от глубины залегания почвообразующей породы, могут выделяться еще несколько слоев различного механического состава, цвета, сложения, в толще которых ясно прослеживаются соли в виде легких прожилок, крапинок, гнезд. По содержанию гумуса солончаки типичные относятся к низкообеспеченным почвам. В верхнем гумусовом горизонте его количество составляет 0,2-0,9%. Количество валовых форм азота и фосфора также незначительно и составляет соответственно 0,011-0,080% и 0,06-0,15%.

Описываемые почвы карбонатные, вскипание от 10% соляной кислоты с поверхности и по всему профилю очень бурное.

Солончаки типичные характеризуются очень сильной степенью засоления по всей почвенной толще. Максимум скопления солей отмечается в солевой корочке 0-2 см и составляет 1,698-8,480% при хлоридном типе и 3,31-10,18% при сульфатно-хлоридном. В нижележащем горизонте содержание солей составляет соответственно 1,58-4,56% и 2,42-3,94%. Механический состав характеризуемых солончаков разнообразен: от песчаного до тяжелосуглинистого.

Солончаки луговые приморские. Солончаки приморские выделяются узкой полосой вблизи побережья Каспийского моря, занимая нижнюю приморскую террасу (шифр 3 на почвенной карте).

Почвы формируются на слоистых морских отложениях с преобладанием ракушечниковых песков и супесей при близком 0,2-2,0 м залегании сильноминерализованных (более 150 г/л) грунтовых вод сульфатно-хлоридного магниево-натриевого состава. Растительный покров сильно изрежен и представлен солеросом, сарсазаном и однолетними солянками. Приморские солончаки относительно молодые почвы. Профиль их слабо сформирован, поэтому дифференциация на генетические горизонты проявляется очень слабо. Сверху выделяется солевая корочка, мощностью до 4 см и под ней – слабогумусированный слой мощностью 25-31 см, слабоуплотненный, бесструктурный, с точками и прожилками воднорастворимых солей, который подразделяется на верхний – светло-серой окраски и нижний – с еле заметным серым оттенком. Ниже этих горизонтов могут выделяться несколько суглинистых слоев буровато-сизого или красно-бурого цвета с ржавыми пятнами, с максимальным скоплением воднорастворимых солей, часто гипса, с включением битого ракушечника, щебня. Для этих почв характерна высокая увлажненность всего профиля. С глубиной увеличивается количество ржавых пятен, серый цвет уступает ржаво-сизому. Содержание гумуса в верхнем горизонте колеблется в широких пределах - от 0,1 до 1,7%. Описываемые почвы карбонатны по всему профилю. Максимальное содержание CO_2 наблюдается в верхнем горизонте (2,2-13,5%). С глубиной количество карбонатов обычно уменьшается. Реакция почвенного раствора щелочная и сильнощелочная (pH – 7,8-9,3). Результаты анализа водной вытяжки показывают высокое содержание водно-растворимых солей уже в верхнем горизонте, где величина плотного остатка составляет 0,840-4,023%. Максимальное засоление отмечается в солевой корочке (0-2 см) – 1,652-22,420%. Тип засоления по анионам в основном сульфатно-хлоридный с участием соды, реже хлоридно-сульфатный или хлоридный; по катионам – натриевый и кальциево-натриевый. Верхние



горизонты сравнительно легкие (супесчаные и песчаные), ниже по профилю чаще отмечаются слои различных суглинков.

Солончаки маршевые. Солончаки приморские маршевые – самые молодые почвы. Они занимают переходную зону между примитивными приморскими солончаками и песчано-илистыми донными отложениями Каспийского моря. Профиль почв еще слабо сформирован, оглеен и засолен, морские наносы слоистые с ракушечником. Периодически почвы при нагонных явлениях подвергаются затоплению. В молодых маршевых почвах гумуса содержится до 0,5%. Возможно, он является остаточным от морской фауны и флоры. Супесчаные горизонты, перемешанные с ракушей, более гумусированы, чем песчаные. Профиль маршевых почв засолен, засоление обусловлено сильной минерализацией морской воды.

Солончаки примитивные приморские. Занимают переходную зону между луговыми приморскими и маршевыми солончаками. Почвообразующими породами служат засоленные слоистые морские отложения различного мехсостава с включениями и прослоями ракушечника. Благодаря избыточному увлажнению, морские наносы сильно оглеены и окислены, отличаются пестрой окраской – от ржаво-бурых тонов до сизовато-зеленых.

Гумусированность солончаков очень низкая, около 0,3-0,5%. Почвы карбонатные, содержание CO₂ составляет от 6 до 10%. Тип засоления верхнего горизонта хлоридно-сульфатный, иногда с участием соды, сульфатно-хлоридный и хлоридный. Величина плотного остатка изменяется от 1,129 до 2,575%, степень засоления очень сильная. С глубиной засоление увеличивается. По гранулометрическому составу описываемые почвы супесчаные и песчаные. В профиле наблюдается слоистость с большим включением ракушек. Солончаки примитивные по своим свойствам являются непригодными к использованию в сельскохозяйственном производстве.

Солончаки соровые. Солончаки соровые получили широкое распространение и встречаются повсеместно как однородными контурами, так и в комплексе с другими почвами. Формируются по днищам периодически пересыхающих озер, обширным сиффузионным понижениям, котловинам и депрессиям. Поверхность почв практически лишена высшей растительности, изредка встречаются единичные куртинки сарсазана. Близкое залегание минерализованных грунтовых вод обеспечивает постоянную капиллярную связь с поверхностными горизонтами солончаков и высокое засоление профиля. Интенсивное летнее испарение при отсутствии растительности приводит к кристаллизации солей на поверхности в виде белоснежной солевой корки мощностью в несколько сантиметров, под которой залегает бесструктурная влажная вязкая масса, насыщенная солями. Нижние горизонты солончаков соровых имеют следы оглеения в виде сизоватых, иссиня-черных и зеленоватых тонов – результат периодической смены окислительных процессов восстановительными. Данные солончаки почти не затронуты процессами почвообразования. Наличие гумуса (0,2-0,6%) и других питательных веществ объясняется здесь привносом гумусовых частиц с окружающей территории путем намыва, навевания. Описываемые солончаки засолены в очень сильной степени. Величина плотного остатка в верхнем горизонте варьирует от 2,384 до 19,931%, с глубиной несколько уменьшается. Тип засоления хлоридный и сульфатно-хлоридный с участием соды по анионам, натриевый, калиево-натриевый – по катионам. По механическому составу выделены соровые солончаки суглинистые и супесчаные.

Солончаки типичные и соровые антропогенизированные (техногенно-нарушенные). Образование этих почв вызвано сильными механическими нарушениями и химическим



загрязнением при ведении добычи нефти. Механические нарушения связаны главным образом с бурением скважин, строительством технологических объектов, автодорог, ЛЭП, других объектов инфраструктуры. Техногенные нарушения отчасти обусловлены спецификой природных условий региона, вызывающих необходимость строительства насыпных автодорог и прокладки трубопроводов над земной поверхностью.

Пески эоловые мелкобугристые слабозакрепленные. Сформировались на мелкобугристой эоловой равнине узкой полосой вдоль современной береговой линии Каспийского моря. Для этого типа песков характерно чередование бугров с котловинными и выровненными пространствами. Растительный покров образован изреженными еркеково-полынными, еркеково-разнотравными с эфемерами сообществами. Профиль песков слабодифференцирован, однороден по окраске и механическому составу, сложение всего профиля рыхлое. С поверхности выделяется слабоокрашенный гумусовый горизонт А, содержание гумуса в пределах 0,2-0,4%. Вскипание от 10% соляной кислоты отмечается с поверхности и по всему профилю. Реакция почвенного раствора в основном щелочная по всему профилю (8,2-8,8)

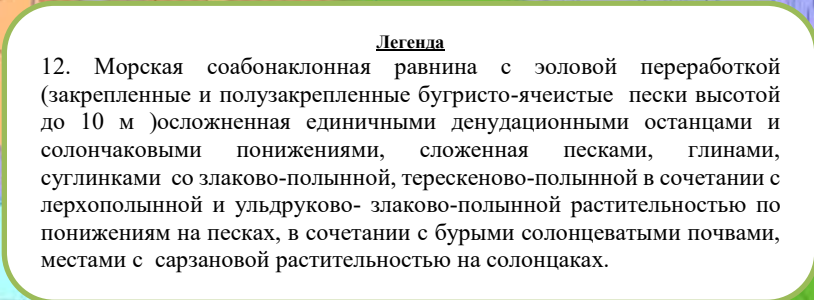
1.10 Ландшафт

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

Карта ландшафтного районирования Мангистауской области представлена на рисунке 1.9. Как видно на карте природный ландшафт в районе расположения месторождения Каламкас представляет собой морскую соабонаклонную равнину с эоловой переработкой (закрепленные и полужакрепленные бугристо-ячеистые пески высотой до 10 м) осложненная единичными денудационными останцами и солончаковыми понижениями, сложенная песками, глинами, суглинками со злаково-полынной, терескеново-полынной в сочетании с лерхополынной и ульдруково-злаково-полынной растительностью по понижениям на песках, в сочетании с бурыми солонцеватыми почвами, местами с сарзановой растительностью на солончаках.

Однако антропогенная деятельность человека на данной территории внесла вклад в изменение ландшафта. Многолетняя добыча нефти на месторождениях 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.





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».

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 пугорак, 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. 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 га. 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.

Актау-Бузачинский государственный природный заказник



Рисунок 1.11 – Карта расположения Актау-Бузачинского государственного природного заказника

Актау-Бузачинский государственный природный заказник зоологический. Заказник создан в 1982 году. Площадь заказника - 170 000 га.

Заказник находится на юго-западной оконечности полуострова Бузачи и в западной части хребта Северный Актау с прилегающей к нему с севера приморской равниной по обе стороны залива Каспийского моря Кошак, в Тупкараганском районе, Мангистауской области. Максимальная длина территории заказника с северо-запада на юго-восток равна 74 км, а ширина вне заказника с северо-запада на юго-восток равна 74 км, а ширина вне залива Кошак - 32 км. Площадь заказника гектар. Граница заказника проходит от залива Актумсук через поселок Торлун Турлен), колодец Тущешагыл выходит к шоссе Шевченко - Каражанбас у кладбища Кум. Далее по шоссе она идет до южного склона хребта Северный Актау и по нему через ущелье Шахбагатысай выходит на приморскую равнину.

Территория месторождения Каламкас 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 сообщить об этом государственному органу по охране и использованию историко-культурного наследия и приостановить дальнейшее ведение работ.

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

На рисунке 1.12 представлено расположение памятников истории и культуры.

На территории месторождения Каламкас, отличающейся специфическими ландшафтно-климатическими особенностями, в настоящее время памятников материальной культуры, являющихся объектами охраны, не зарегистрировано.

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



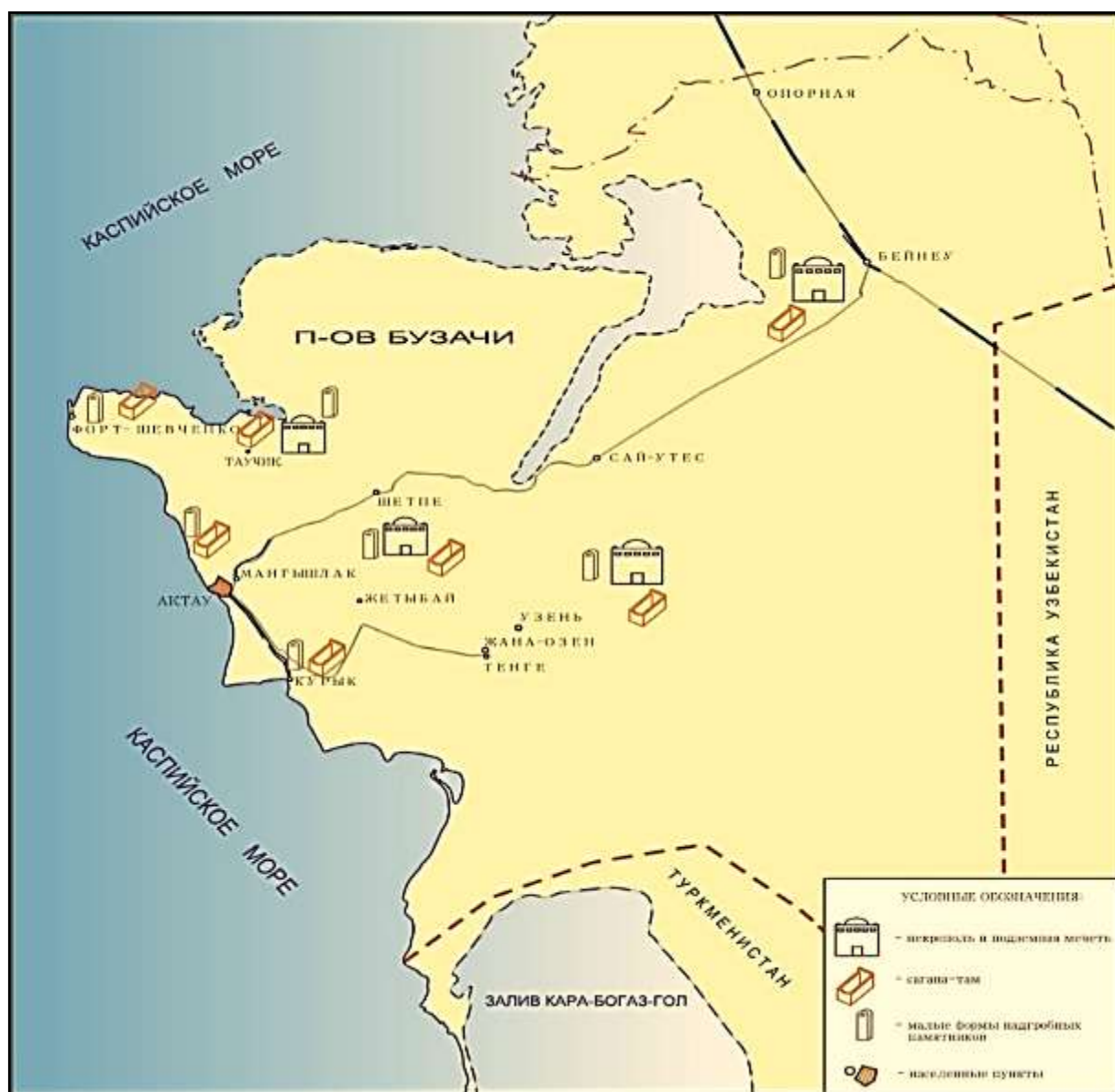


Рисунок 1.12 – Карта расположения памятников истории и культуры

2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ РАЙОНА РАБОТ

АО «ММГ» ведет внутренний учет, формирует и представляет периодические отчеты по результатам производственного экологического контроля в соответствии с требованиями, устанавливаемыми уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Описание современного состояния окружающей среды приводится по данным отчета по результатам производственного экологического контроля на месторождении Каламкас за 2021-2023 гг.

2.1 Атмосферный воздух

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

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

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

Месторождение Каламкас

Описание современного состояния атмосферного воздуха на месторождении Каламкас приводится согласно Отчета по результатам производственного экологического контроля ПУ «Каламкасмунайгаз» за 2021-2023 гг. В рамках ПЭК на месторождении Каламкас осуществляются наблюдения на источниках выбросов и на границе СЗЗ.

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

Количество стационарных источников выбросов, всего – 1042 ед, из них

- количество организованных источников, на которых мониторинг осуществляется инструментальными замерами – 51 ед.;

- количество организованных источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом – 657 ед.;

- количество неорганизованных источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом – 334 ед.

Инструментальные замеры по соблюдению нормативов допустимых выбросов (НДВ) от организованных источников выделения ЗВ в атмосферу по ПУ «Каламкасмунайгаз» в 2022 - 2024 годах будет проводиться на 51 точках на источниках и 4 точки СЗЗ.

Инструментальные замеры с применением газоанализатора промышленных выбросов и использованием инструментально-лабораторного метода контроля для следующих источников выбросов ЗВ:

- дымовые трубы котельных ПУ «КМГ»;
- факельные установки ПУ «КМГ»;
- дымовые трубы печей подогрева нефти и воды ПУ «КМГ»;
- дымовые трубы печей подогрева нефти ЦКППН КМГ;
- выхлопные трубы газовых турбин ГТЭС ПУ «КМГ».



Мониторинг эмиссий осуществлялся на организованных источниках выброса, прописанных в плане-графике программы ПЭК. В отходящих газах определялись концентрации диоксида азота, оксид азота, оксида углерода, сажи, диоксида серы.

Мониторинг воздействия на атмосферный воздух проводился на границах СЗЗ площадок на 4 контрольных точках (карта отбора проб атмосферного воздуха на границе СЗЗ представлена на рисунке 2.1.) по по след ингредиентам: Азота диоксид, Азот (II) оксид, Углерод, Серы диоксид, Углерод (II) оксид, Метан, Углеводороды предельные C1-C5, Углеводороды предельные C6-C10, Углеводороды предельные C12-C19, Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния.

Макисмальные концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ месторождения Каламкас за 2021-2023 гг приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1- Концентрация загрязняющих веществ на границе СЗЗ

Точки отбора проб	Код вещества	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м³)	Фактическая концентрация, мг/м³
1 точка	0337	Диоксид азота	0,085	0,0495
	0410	Оксид азота	0,4	0,0132
	0328	Углерод	-	0,0275
	0301	Диоксид серы	0,5	-
	0304	Оксид углерода	5	2,2022
	0330	Метан	50 (ОБУВ)	0,2079
	0415	Углеводороды C1-C5	50 (ОБУВ)	0,2695
	0416	Углеводороды C 6-C10	30 (ОБУВ)	0,01694
	2754	Углеводороды C12-C19	1	0,00165
	2909	Пыль неорганическая: 70-20% SiO2	0,3	0,02321
2 точка	0337	Диоксид азота	0,085	0,0264
	0410	Оксид азота	0,4	0,5357
	0328	Углерод	-	0,01496
	0301	Диоксид серы	0,5	-
	0304	Оксид углерода	5	1,3079
	0330	Метан	50 (ОБУВ)	0,0638
	0415	Углеводороды C1-C5	50 (ОБУВ)	0,2717
	0416	Углеводороды C 6-C10	30 (ОБУВ)	0,0539
	2754	Углеводороды C12-C19	1	0,0132
	2909	Пыль неорганическая: 70-20% SiO2	0,3	0,01309
3 точка	0337	Диоксид азота	0,085	0,0253
	0410	Оксид азота	0,4	0,0957
	0328	Углерод	-	0,0781
	0301	Диоксид серы	0,5	-
	0304	Оксид углерода	5	1,2804
	0330	Метан	50 (ОБУВ)	0,0396
	0415	Углеводороды C1-C5	50 (ОБУВ)	0,1958
	0416	Углеводороды C 6-C10	30 (ОБУВ)	0,0429
	2754	Углеводороды C12-C19	1	0,011



	2909	Пыль неорганическая: 70-20% SiO ₂	0,3	0,02321
4 точка	0337	Диоксид азота	0,085	0,0374
	0410	Оксид азота	0,4	0,0528
	0328	Углерод	-	0,0649
	0301	Диоксид серы	0,5	-
	0304	Оксид углерода	5	1,3728
	0330	Метан	50 (ОБУВ)	0,5181
	0415	Углеводороды C1-C5	50 (ОБУВ)	0,2904
	0416	Углеводороды C 6-C10	30 (ОБУВ)	0,1452
	2754	Углеводороды C12-C19	1	0,00198
	2909	Пыль неорганическая: 70-20% SiO ₂	0,3	0,02354

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

Характеристика самоочищающей способности атмосферы

Территориальная характеристика метеорологических условий, способствующих рассеиванию загрязняющих веществ выражается значением потенциала загрязнения атмосферы (ПЗА).

Потенциал загрязнения атмосферы – это сочетание метеорологических (климатических) факторов, обуславливающих уровень возможного загрязнения атмосферы от источников в данном географическом районе.

Существует несколько подходов к определению самоочищающей способности атмосферы. Все они основаны на определении соотношения на рассматриваемой территории факторов, способствующих очищению атмосферного воздуха (осадки, сильные ветры, грозы) и факторов, увеличивающих загрязнение (штилы, слабые ветры, инверсии). Совокупность климатических условий определяет способность атмосферы рассеивать продукты выбросов и формировать некоторый уровень ее загрязнения.

Согласно районированию территории Республики, Казахстан по потенциалу загрязнения атмосферы (Рекомендации по охране окружающей среды в районной планировке, 1986 г.), территория Мангистауской области находится в III зоне ПЗА.

При проведении районирования территории по ПЗА учитывалось много факторов - климатические характеристики, неблагоприятные метеоусловия, абсолютный перенос воздушных масс и его интенсивность, характер подстилающей поверхности, степень промышленного освоения. Наибольший вклад в расчетное значение ПЗА вносит ветровой режим. III – зона повышенного потенциала загрязнения атмосферы. Повторяемость приземных инверсий оценивается в среднем 66%, застойных явлений – 25%, туманов – 6-8%.





Рисунок 2.1 – Карта точек отбора проб атмосферного воздуха на границе С33 месторождения Каламкас



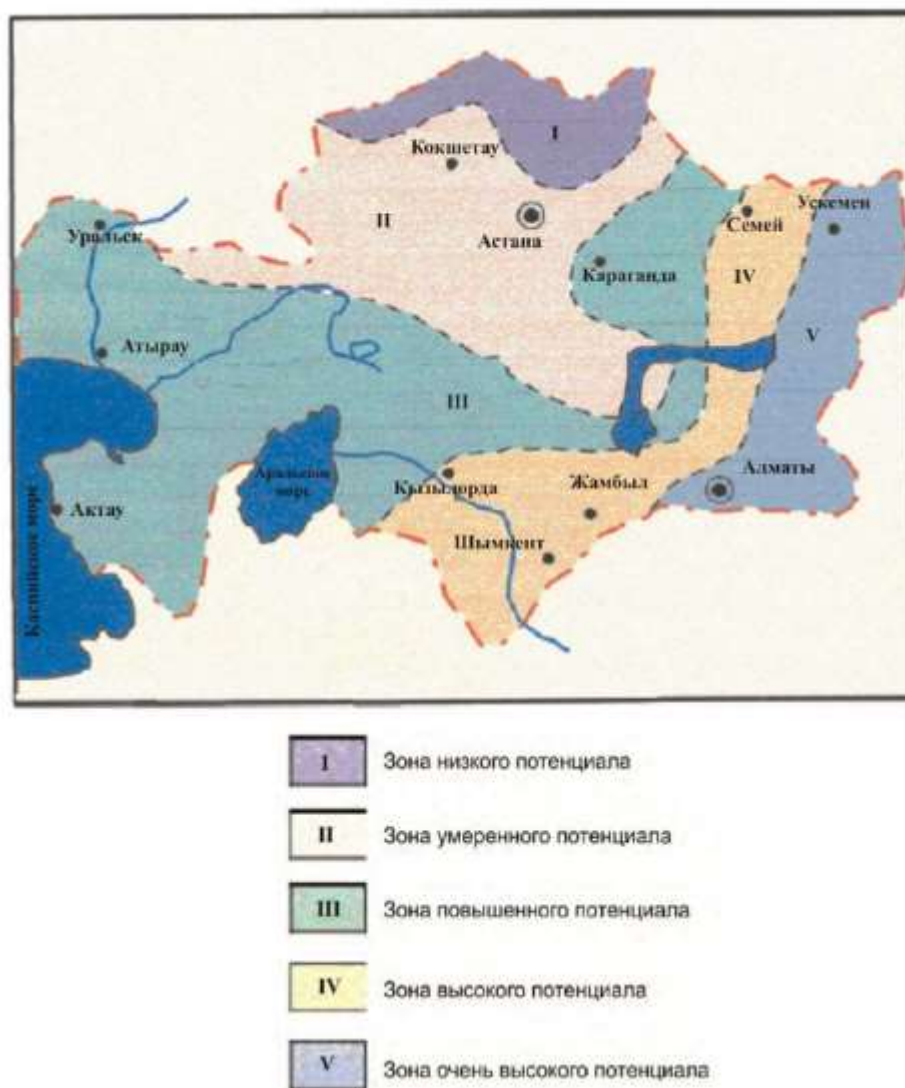


Рисунок 2.2 – Обзорная карта Казахстана по потенциалу загрязнения атмосферного воздуха

2.2 Поверхностные и подземные воды

Территория месторождения Каламкас не входит в границы Государственной заповедной зоны северной части Каспийского моря. Все месторождение от Каспийского моря ограждено защитной дамбой и ни одна скважина не расположена за защитной дамбой.

Поверхностные воды

Для оценки состояния прибрежных вод Каспийского моря наблюдения за состоянием морских вод согласно Программе мониторинга, проводятся 1 раз в полугодие.

В настоящем разделе проанализированы результаты наблюдений и анализ состояния прибрежных вод Каспийского моря за 2021-2023 гг.

Уровень Каспийского моря, подверженный значительным колебаниям, в настоящее время после продолжительного повышения характеризуется относительной стабильностью. При этом кратковременные подъемы уровня моря в пределах рассматриваемой территории вызываются штормовыми нагонами, и могут значительно повышать уровень моря относительно фоновому. На участке побережья месторождения

Каламкас высота нагона достигает 2,19 м. Защиту от возможного затопления объектов месторождения выполняет дамба автодороги Актау-Каламкас.

Характерной особенностью района территории месторождения, расположенного на морском побережье, является гидравлическая связь подземных вод грунтового водоносного комплекса с водами Каспийского моря. Абсолютная отметка уреза

Каспийского моря составляет около - 27,02 м и выше абсолютных отметок рельефа непосредственно за дамбой и прилегающей к ней территории, вследствие чего происходит питание водоносного горизонта за счет фильтрации морских вод, и создаются условия подпора грунтовых вод. В связи, с чем для района центральной части дамбы характерен обратный напорный градиент, который препятствует оттоку подземных вод в Каспийское море.

По результатам лабораторных исследований поверхностных вод, проведенных во втором полугодии 2023 года, было установлено, что диапазон значений pH составил 8,16 – 8,47. Минерализация морской воды составила 12298,2 мг/дм³ – 13728,0 мг/дм³. Среднее содержание хлоридов и сульфатов составило 4582,3 мг/дм³ и 2721,5 мг/дм³.

В ходе производственного мониторинга было установлено, что концентрация нефтепродуктов в районе проведения исследований не превышала норматив ПДК и составляла 0,02 мг/дм³– 0,05 мг/дм³. В целом содержание данного компонента зафиксировано в пределе 0,02 мг/дм³.

Содержание железа общего в поверхностных водах по результатам экологических исследований не превышало предельно-допустимую концентрацию. Так, интервал значений составил 0,02 мг/дм³ – 0,08 мг/дм³. Наименьший показатель отмечался в Точках 2 и 4, наибольший – в Точке 1.

Установлено, что концентрация таких компонентов, как фосфатов и азота аммонийного в отобранных пробах морской воды не обнаружена.

Концентрация нитритов и нитратов была зафиксирована в среднем в пределах 0,05 мг/дм³ и 0,01 мг/дм³ соответственно

Содержание меди в проанализированных образцах находилось в значениях, не превышающих предельно-допустимую концентрацию. Интервал полученных значений варьировал в узком диапазоне: от 0,001 мг/дм³ до 0,004 мг/дм³, при среднем значении – 0,003 мг/дм³.

Мониторинговые наблюдения за состоянием поверхностных вод в отчетном периоде показали отсутствие никеля, свинца, цинка и кадмия в отобранных пробах. Полученные данные сопоставимы с результатами мониторинга за аналогичный период 2021 года.

Таким образом, сравнительный анализ данных, полученных во втором полугодии 2022 года, показал, что превышений предельно- допустимых концентраций не установлено.

Подземные воды

По ПУ «Каламкасмунгаз» мониторинг подземных вод проводится ежеквартально на 43 скважинах (Расположения мониторинговых скважин на месторождении Каламкас представлено на рис. 2.3.-2.4.):

- Полигон временного хранения нефтешлама №№ 5, 6, 7, 8 – 4 скважины;
- Полигон для временного хранения замазученного грунта и площадка временного хранения радиоактивных отходов №№ 11, 12, 13, 14, 15 – 5 скважин;
- Полигон твердо-бытовых отходов №№ 16-20 – 5 скважин;
- Территория нефтепромысла №№ 21-37 – 17 скважин;
- Полигон для хранения отходов бурения №№ 38-49 – 12 скважин.

Напорные воды нижних гидрогеологических этажей и ярусов повсеместно отделены от горизонта грунтовых вод мощной толщей регионального водоупора, и надежно защищены от внешнего влияния, поэтому основное техногенное воздействие может быть направлено лишь на грунтовый водоносный комплекс, как наименее защищенный.





Рисунок 2.3 – Расположение мониторинговых скважин на месторождении Каламкас



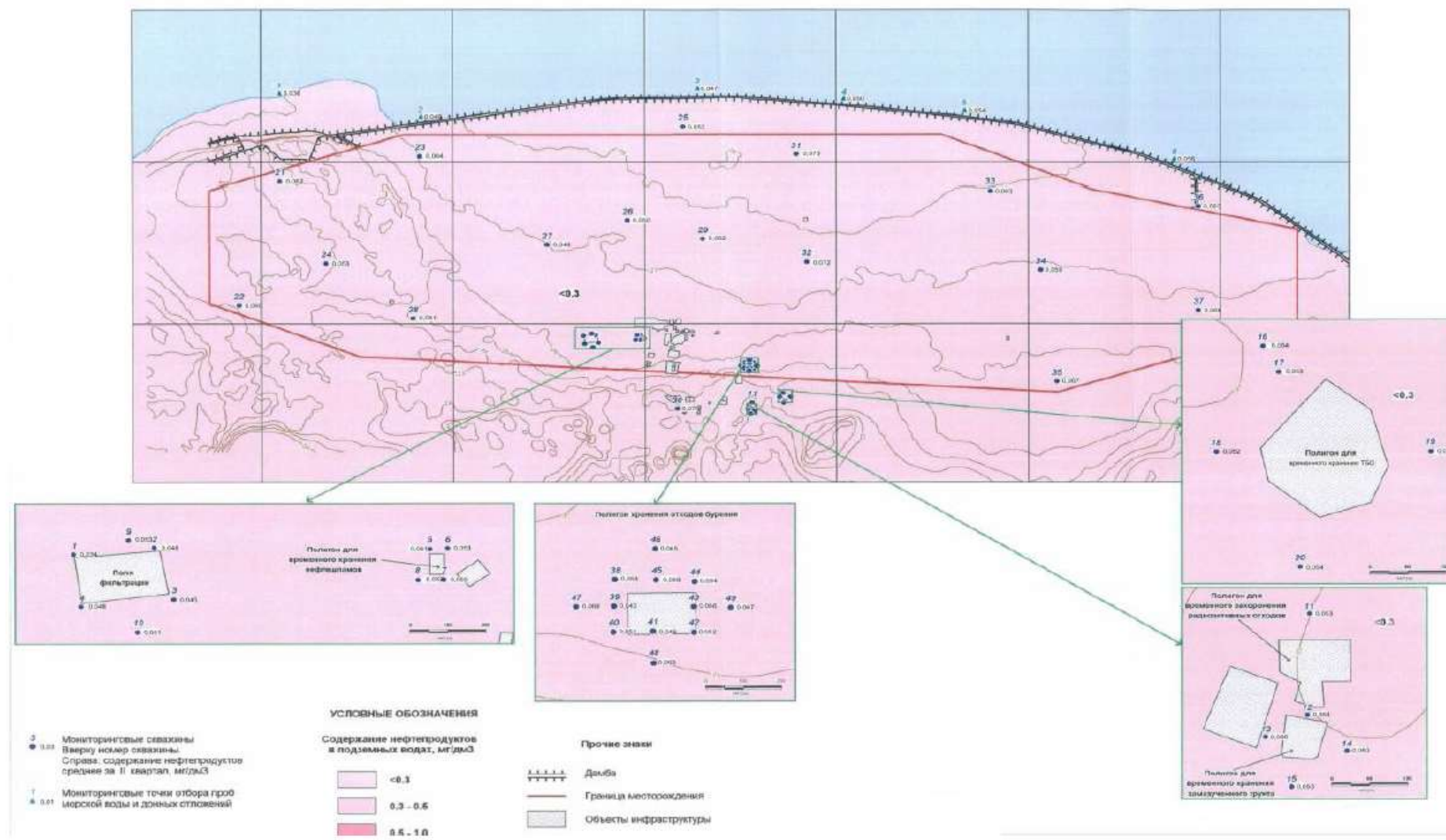


Рисунок 2.4 – Расположение мониторинговых скважин на объектах месторождения Каламкас (точки отбора проб морской воды и донных отложений, мониторинговые скважины для контроля подземных вод)



Естественная защищенность подземных вод определяется мощностью зоны аэрации и глубиной залегания уровня подземных вод; наличием, мощностью и составом водоупорных пород в кровле водоносного горизонта и их фильтрационными свойствами; миграционными способностями загрязняющих компонентов; наличием и удаленностью источников техногенного загрязнения.

Небольшая глубина залегания грунтовых вод (менее 10 м) и маломощность перекрывающих слабопроницаемых отложений (1-2 м) определяют грунтовые воды рассматриваемой территории, как слабозащищенные от возможного загрязнения.

В отчетном периоде наблюдений средний уровень грунтовых вод на территории месторождения «Каламкас» составил -23,82 м. Абсолютные отметки уровня изменялись по месторождению от -28,30 м (скважина №29) в северной части месторождения до -17,61 м (скважина № 19).

По всем исследуемым объектам можно сделать следующие выводы:

-рН подземных вод по исследуемой территории варьировал от 7,28 до 7,87.

Изменения уровня рН не является показателем загрязнения воды, зависит от минерального состава вод и варьирует в широком диапазоне.

-Минерализация подземных вод, отобранных в четвертом квартале 2023 года, обнаруживалась в значениях от 153125,1 мг/дм³ до 214500,0 мг/дм³. В целом по исследуемой территории среднее значение составило 184994,7 мг/дм³, что практически соответствует результатам за аналогичный период 2022 года.

-Жесткость общая грунтовых вод в отчетном периоде варьировалась в целом по району исследования в пределах 660,3 мг-экв/дм³ – 1368,2 мг-экв/дм³. Среднее значение в отчетном периоде существенно не изменилось по сравнению с аналогичным периодом мониторинга.

-Содержание нитритов и нитратов в подземных водах составило в среднем 0,039 мг/дм³ и 1,89 мг/дм³ соответственно. Относительно четвертого квартала 2023 года в отчетном периоде в целом концентрация нитритов и нитратов снизилась, (0,084 мг/дм³ и 1,96 мг/дм³ за 2020 год).

-Содержание гидрокарбонатов в отчетном периоде изменялось в пределах от 5577,1 мг/дм³ до 6938,0 мг/дм³. Полученные значения варьировались в пределах данных за аналогичный период.

-Содержание хлоридов в целом по району составляло 65182,0 мг/дм³, что соответствовало данным за четвертый квартал 2023 года.

- В отчетном периоде экологического мониторинга интервал значений содержания кальция составил 769,8 мг/дм³ – 8582,5 мг/дм³, при среднем значении – 1799,2 мг/дм³. Полученные результаты соответствовали данным за 2020 год.

-Содержание магния в подземных водах находилось в пределах 6958,3 мг/дм³ – 12641,1 мг/дм³, при среднем значении – 10015,8 мг/дм³.

-В четвертом квартале 2023 года среднее содержание натрия+калий по исследуемой территории составило 51111,3 мг/дм³, что практически соответствует результатам за четвертый квартал 2023 года. Наименьшее значение регистрировалось в пределах 39672,3 мг/дм³, наибольшее – 62839,0 мг/дм³.

-Результаты лабораторных анализов подземных вод, проведенные в отчетном периоде, показали, что концентрация аммония обнаруживалась в интервале значений от 41,5 мг/дм³ до 52,3 мг/дм³.

-Содержание нефтепродуктов в точках отбора варьировалось в пределах 0,01 мг/дм³ - 0,05 мг/дм³. Средний показатель исследуемого вещества составил 0,03 мг/дм³, что сопоставимо с результатами за четвертый квартал 2022 года.

- Показатель СПАВ по итогам экологического мониторинга изменялся в пределах 0,002 мг/дм³ - 0,015 мг/дм³. Среднее значение по сравнению с аналогичным периодом 2020 года снизился с 0,008 мг/дм³ до 0,007 мг/дм³.



- Показатель ХПК в отчетном периоде составлял $1023,4 \text{ мгО}_2/\text{дм}^3 - 6396,5 \text{ мгО}_2/\text{дм}^3$. Среднее значение составило $2566,9 \text{ мгО}_2/\text{дм}^3$, что ниже данных, полученных в аналогичном периоде 2022 года.

- IV квартале 2023 года концентрация фосфатов в отобранных пробах была зафиксирована в пределах $0,016 \text{ мг}/\text{дм}^3 - 0,084 \text{ мг}/\text{дм}^3$. В целом содержание исследуемого компонента существенно не изменилось относительно среднего показателя за четвертый квартал 2023 года и регистрировалось в пределе $0,036 \text{ мг}/\text{дм}^3$.

- Среднее содержание фторидов в подземных водах составляло $0,19 \text{ мг}/\text{дм}^3$, что сопоставимо с данными, полученными в аналогичном периоде мониторинга. Минимальная концентрация составила $0,12 \text{ мг}/\text{дм}^3$, максимальная $0,26 \text{ мг}/\text{дм}^3$.

- В отчетном периоде содержание железа в районе Полигона для временного хранения отходов бурения составило $1,06 \text{ мг}/\text{дм}^3 - 3,99 \text{ мг}/\text{дм}^3$, при среднем значении – $3,56 \text{ мг}/\text{дм}^3$, (средний показатель за 2022 год – $3,28 \text{ мг}/\text{дм}^3$).

- Сравнительный анализ данных, полученных в ходе лабораторных исследований, показал содержание никеля в подземных водах в среднем в пределах $1,87 \text{ мг}/\text{дм}^3$, ($1,89 \text{ мг}/\text{дм}^3$ за IV квартал 2023 года).

- В грунтовых водах исследуемой территории содержание свинца было обнаружено в пределах $0,27 \text{ мг}/\text{дм}^3 - 0,42 \text{ мг}/\text{дм}^3$, составляя в среднем $0,35 \text{ мг}/\text{дм}^3$. Средний показатель в отчетном периоде соответствует данным, полученным в аналогичном периоде 2020 года.

- Концентрация меди варьировалась диапазоне значений от $0,18 \text{ мг}/\text{дм}^3$ до $0,38 \text{ мг}/\text{дм}^3$. Наименьший показатель регистрировался в мониторинговой скважине №39, наибольший - в скважине №48. В целом содержание исследуемого компонента составило $0,28 \text{ мг}/\text{дм}^3$. Полученные результаты находились в пределах, зафиксированных в четвертом квартале 2023 года.

По итогам лабораторных исследований содержание цинка в проанализированных образцах составляло $0,24 \text{ мг}/\text{дм}^3 - 0,36 \text{ мг}/\text{дм}^3$. В целом концентрация данного компонента по сравнению с аналогичным периодом 2022 года осталась в тех же значениях.

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

2.3 Почвы

Мониторинг почв осуществляется на зоне воздействия производства с целью определения уровня загрязнения земель в результате прямого или косвенного попадания на поверхность или в состав почв или грунтов загрязняющих веществ, организмов или микроорганизмов, которые создают существенный риск причинения вреда окружающей среде и здоровью населения.

Непосредственно наблюдения за динамикой изменения свойств почв на месторождении Каламкас осуществляют на 44 стационарных экологических площадках (СЭП) (см. рисунок 2.5.):

- Граница СЗЗ по периметру – 19 точек;
- Внутри границы СЗЗ ЦДНГ-1 – 3 точек
- Внутри границы СЗЗ ЦДНГ-2 – 2 точек
- Внутри границы СЗЗ ЦДНГ-3 – 2 точек
- Внутри границы СЗЗ ЦДНГ-4 – 2 точек
- Полигон твердо бытовых отходов (ТБО) – 2 точки;
- Места проведения рекультивации (очистки/уборки замазученного грунта) отходов производства – 6 точек;
- Водозащитная дамба – 2 точки;
- Поле испарения – 2 точки;
- ГУ-69 скв. 2040 ЦДНГ-1 – 1 точка;
- ГУ-51 скв. 3011 ЦДНГ – 2 – 1 точка;



- ☐ ГУ 70 скв. 1267 ЦДНГ-3 – 1 точка;
- ☐ ГУ-37 скв. 2294 ЦДНГ – 4 – 1 точка.

Мониторинг состояния почв проводится 1 раз в квартал. Отобранные пробы анализируются по следующим показателям: - физ-хим. св-ва: органическое вещество (гумус), общий азот, валовый фосфор, сухой (плотный) остаток, гранулометрический состав, pH, компоненты в водной вытяжке (Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , CO_3^{2-} , HCO_3^- , Cl^-), емкость катионного обмена, обменные (поглощенные) катионы (Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+}); -хим. загрязнение: нефтепродукты, содержание валовых форм свинца и кадмия, содержание подвижных форм меди, цинка и никеля.



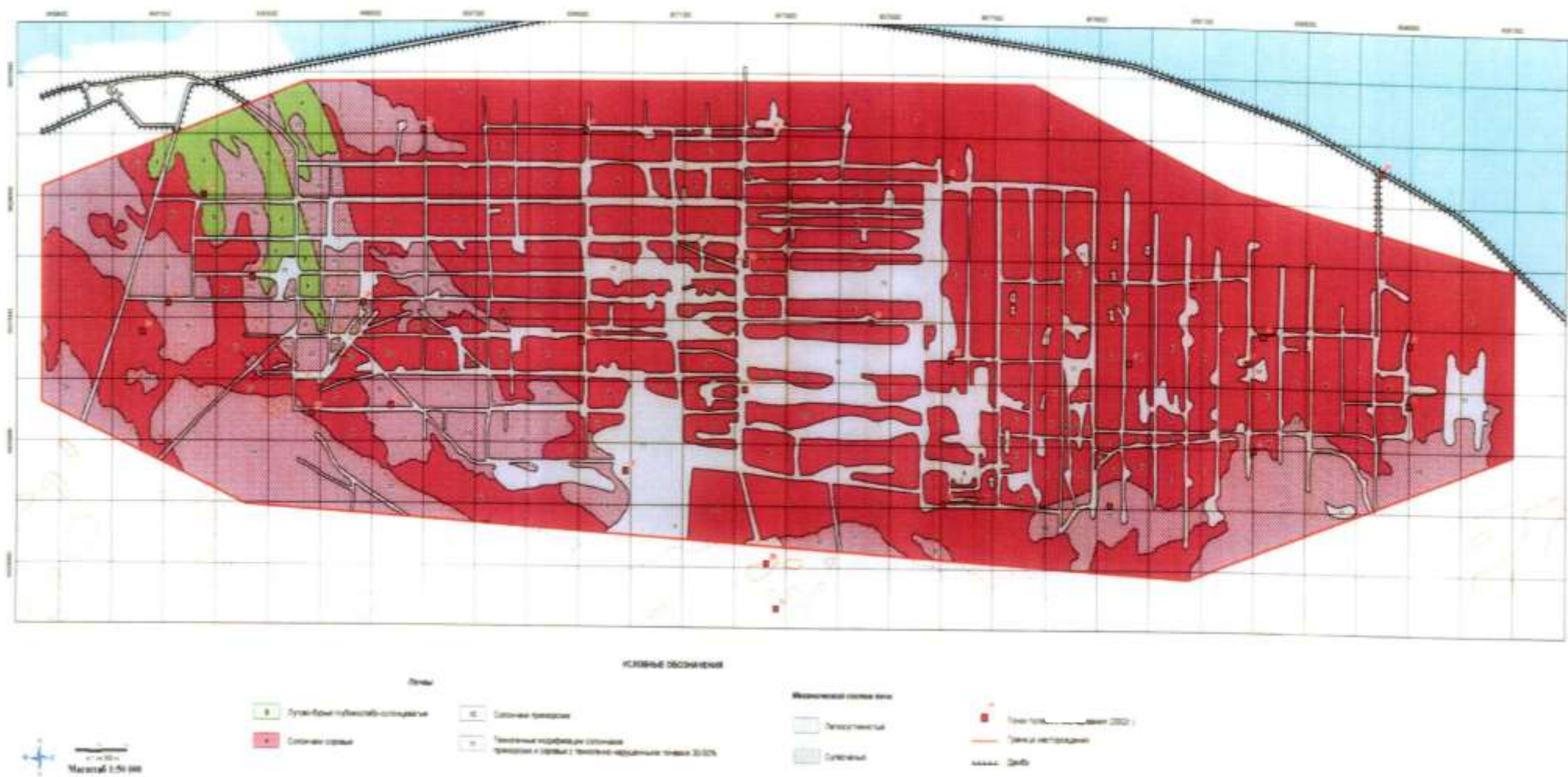


Рисунок 2.5 – Карта почв на месторождении. Расположение стационарных экологических площадок на месторождении Каламкас для мониторинга почв и растительности

2.4 Биоразнообразие рассматриваемого района

2.4.1 Растительность

Мониторинг растительности за период 2020-2022 гг. показал, что состояние растительных сообществ соответствует сезону года. Отклонений в развитии надземных побегов не зафиксировано. Растительный покров исследуемой территории разреженный в виду неоднородности рельефа.

По ботанико-географическому районированию рассматриваемая территория относится к Бузачинскому округу с равнинным рельефом, большим количеством соров и солончаков и характерной для этих условий местобитания ксерогалофитной растительностью из сочных многолетних (сарсазан, поташник) и однолетних солянок (сведы заостренная и высокая, климакоптера мясистая, солянки натронная, Паульсена, олиственная, солерос европейский, галимокнемисы твердоплодный, Карелина, петросомония трехтычинковая, лебеда татарская).

Растительность здесь произрастает в других физико-географических условиях и отличается от вышеописанной по видовому, типологическому составу и составу доминантов. Полоса отвода месторождения Каламкас шириной 3-8 км вытянута вдоль побережья Каспийского моря в широтном направлении на 30 км и отделена от моря дамбой. Среди почв преобладают солончаки соровые, типичные и приморские с небольшими участками зональных и лугово-бурых почв легкого механического состава по повышенным элементам рельефа в западной части.

На основе анализа пространственной структуры растительного покрова территорию месторождения Каламкас можно разделить на две части: соровую, занимающую % площади и слабоповышенную приморскую равнину в западной части месторождения. Практически повсеместно преобладает сарсазановая растительность, за исключением сора, поверхность которого оголена и наблюдаются только редкие поселения сарсазана и поташника.

Сарсазан шишковатый - длительно вегетирующий суккулентный полукустарничек, гипергалофит, выдерживающий очень сильное, токсичное для других растений засоление натриево-хлоридного химизма, поэтому зачастую образует чистые, одновидовые (монодоминантные) сообщества. Ему свойственно вегетативное разрастание укоренением стеблей с помощью развивающихся многочисленных придаточных корней, а также массовое семенное возобновление. Взрослые особи образуют крупные (более 1 м в диаметре) круговины, а на почвах легкого механического состава - фитогенные бугры. Обладает широкой экологической амплитудой по засолению и механическому составу почвогрунтов, узкой по увлажнению при семенном возобновлении и более широкой по увлажнению при вегетативном размножении.

Сарсазан - единственный вид, способный произрастать в условиях соровых солончаков, он не имеет альтернативы в природе и при уничтожении или деградации сарсазанников на сорах их местообитания остаются лишенными растительности. На солончаках типичных сарсазан образует как монодоминантные сообщества, так и с участием в качестве субдоминантов кермека полукустарникового и однолетних солянок, преимущественно солянок натронной и Паульсена. На исследованной территории это сарсазановое, сарсазаново-солянковое, сарсазаново-кермековое сообщества, распространенные повсеместно. Эти сообщества обычно разреженные, проективное покрытие почвы растениями от 20 до 50%, средняя высота растительности 10-30 см.

Урожайность сообществ сарсазана колеблется в пределах 0,5-4,0 ц/га сухой массы на осень. Флористический состав сарсазанников насчитывает в среднем 8-15 видов. Кроме сарсазана шишковатого (*Halocnemum strobilaceum*) встречаются солянки -натронная, Паульсена, олиственная (*Salsola nitraria*, *S. Paulseni*, *S. foiiiosa*), климакоптеры - мясистая, шерстистая, аральская (*Climacoptera crassa*, *C. lanata*, *C. aralensis*), сведы заостренная, высокая (*Suaeda acuminata*, *S. altissima*), поташник каспийский (*Kalidium caspicum*), кохия иранская (*Kochia iranica*), галимокнемисы -твердоплодный, Карелина (*Halimocnemis sclerosperma*, Н.



Karelini), петросимонии трехтычинковая, супротивнолистная (*Petrosimonia triandra*, *P. oppositifolia*), лебеда татарская (*Atriplex tatarica*), полынь однопестичная (*Artemisia monogyna*), кермек полукустарниковый (*Limonium suffruticosum*), франкения жестковолосая (*Frankenia hirsuta*), в весенне - раннелетний период характерно участие эфемеров и эфемероидов: клоповника пронзеннолистного (*Lepidium perfoliatum*), крестовника Ноевского (*Senecio Noeanus*), мортука восточного (*Eremopyrum orientate*), малькольмии африканской (*Malcolmia Africana*) и др.

Массивы сарсазанников разнообразятся пятнами однопетнесолянковой растительности, в которой преобладают солянки Паульсена и натронная. В меньшем обилии распространены сведы заостренная и высокая, климакоптеры, галимокнемисы. Для весны характерна синузия эфемеров, к моменту обследования сохранившихся в виде сухостоя - клоповника пронзеннолистного, мортука восточного, крестовника Ноевского, малькольмии африканской. Средняя высота солянок 10-25 см, проективное покрытие от 30 до 70%. Урожайность однолетнесолянковых сообществ очень неустойчива, зависит от метеоусловий конкретного года и колеблется в широких пределах - от 0,5 до 7 ц/га сухой массы. Год обследования был благоприятным для развития однолетней растительности. Однолетние солянки хорошо реагируют на разрыхление почв, поэтому первыми поселяются на нарушенных территориях, выбросах из нор грызунов.

В западной части территории месторождения среди сарсазанников распространены сообщества полыни однопестичной и белоземельной - полынно - солянковое, полынно-эфемеровое, полынно-еркеково-эфемеровое, приуроченные к повышенным элементам рельефа с почвами легкого механического состава. Местами (выдел 1) в травостое отмечается полынь песчаная (*Artemisia arenaria*), а на разбитых участках полынь метельчатая или бургун (*Artemisia scoparia*). В полынных сообществах насчитывается 15-20 видов растений, средняя высота которых 15-40 см. Проективное покрытие составляет 40-50 %, урожайность не превышает 4 ц/га. Из солянок в этих сообществах преобладают в основном сорные - солянка Паульсена или канбак, солянка натронная, лебеда татарская, солянка олиственная, рогач сумчатый или эбелек (*Ceratocarpus utriculosus*), реже встречаются сведа заостренная, климакоптеры.

Эфемеры представлены мортуком восточным, костром безостым (*Bromus tectorum*), бурачком пустынным (*Alyssum desertorum*). Часть растений-эфемеров не сохранилась на момент обследования, их наличие можно только предполагать. По микрозападинам с небольшим дополнительным увлажнением и полугидроморфными почвами полынь однопестичная образует полынно-злаковое сообщество с прибрежницей солончаковой или ажреком (*Aeluropus litoralis*). Здесь же единично встречается верблюжья колючка или жантак (*Alhagi pseudoalhagi*).

Современный растительный покров территории обследованных месторождений отражает все сложные процессы взаимосвязи растительности с другими компонентами ландшафтов (рельефом, почвами, грунтовыми водами).

Механическое уничтожение происходит при снятии грунта и трансформации плодородного слоя почвы вследствие строительных работ (прокладки трубопроводов, строительных площадок ГЗУ, амбаров и т.п.). Это один из самых мощных факторов полного уничтожения растительности, так как в пустынной зоне плодородный слой почвы ничтожно мал. При строительных работах верхний плодородный слой снимался или перемешивался с другими горизонтами, и почва полностью утратила свои физико-химические свойства, необходимые для обеспечения жизнедеятельности растений. Вследствие легкого механического состава нижних горизонтов, а также природно-климатических особенностей региона (недостаток влаги, активная ветровая деятельность) почвенный покров повсеместно подвержен дефляции, препятствующих укоренению растений. Поэтому такие участки практически не зарастают. Мощным лимитирующим фактором поселения растений также является сильное засоление на всех элементах рельефа. Единичные группировки растений формируются лишь в отрицательных позициях рельефа, где задерживается влага.



Растительность скудная, полупустынная и пустынная. Травяной покров разреженный, находится в зеленом состоянии в период март-апрель, к концу мая выгорает. Распространены полукустарники (полынь и биюргун) высотой до 0,6 м (см. рисунок 2.6).



Рисунок 2.6 – Растительность в районе месторождения Каламкас

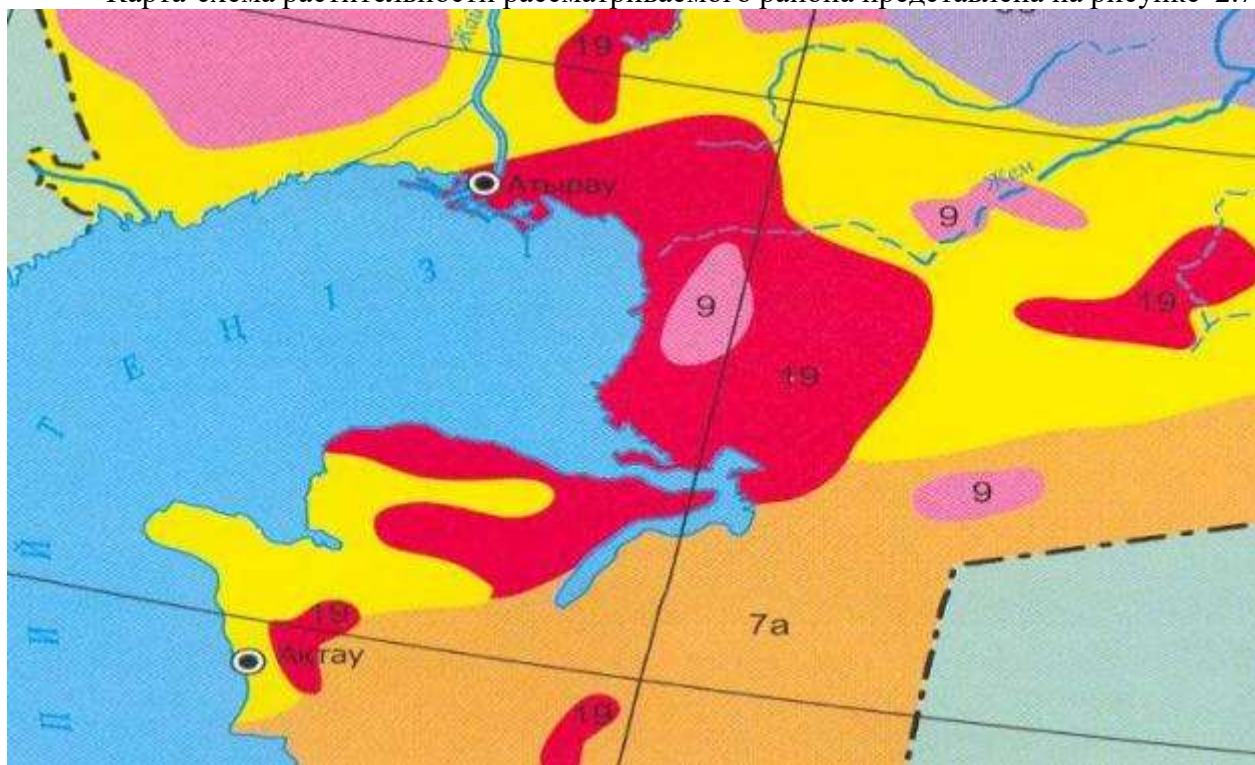
На приморской части в зоне сгонно-нагонных явлений в условиях близкого залегания грунтовых вод и периодического затопления видовой состав сообществ сарсазана несколько отличается: заметно участие мезогалофильных злаков – ажрека или прибрежницы солончаковой (*Aeluropus litoralis*) и бескильницы расставленной (*Puccinella distans*), преобладают другие виды кермеков – кермек Гмелина и кермек каспийский (*Limonium Gmelinii*, *L. caspium*), много однолетней солянки солероса европейского (*Salicornia europea*), который является пионером зарастания свежих обнажений дна моря и формирует разреженные, неустойчивые, кратковременно существующие (1-5 лет) группировки с единичным участием сведы заостренной, солянки натронной, лебеды татарской. На более поздних стадиях зарастания это солеросовое, солеросово-кермековое, бескильницево-кермеково-солеросовое сообщества с невысоким проективным покрытием (20-40%) и низкой, неустойчивой по годам урожайностью 0,5-2,5 ц/га сухой массы.

Чуть дальше от берега распространены сарсазановые, местами с солянками, бескильницей и ажреком, сарсазаново-солеросовое и кермеково-сарсазановое сообщества. Среди них встречаются мелкие пятна солероса и ажрека, а по повышениям на почвах легкого мехсостава – верблюжьей колючки обыкновенной или жантака (*Alhagi*

pseudoalhai). Изредка отмечаются невысокие кусты тамариска – гребенщика многоветвистого (*Tamarix ramosissima*). Проективное покрытие почвы растительностью в этих сообществах составляет 40-60%, средняя высота растений 10-25 см, ярус кермека Гмелина – 50-70 см.

Прибрежно-водная растительность сгонно-нагонной полосы представляет собой сочетание полупогруженных и наземных зарослей тростника с нижним ярусом погружено-водной травянистой растительности в воде (взморник малый – *Zostera minor*, рдест гребенчатый – *Potamogeton pectinatus*, уруть колосовая – *Myriophyllum spicatum*, роголистник погруженный – *Ceratophyllum demersum* и др.), солероса на суше и наносами взморника в прибойной полосе.

Карта-схема растительности рассматриваемого района представлена на рисунке 2.7



6б – Пустынные с участием дерновинных злаков (северные) пустыни с полынью белоземельной.

7а – Солянковые, полынные (средние) пустыни с биоргуном, с полынью белоземельной.

9 – Кустарниковые (жугзуновые, песчано-акациевые), песчаные пустыни.

19 – Солянковая, галофитно-полукустарничковая и галофитно-злаковая растительность солончаков и солонцов в степной и пустынной зонах.

Рисунок 2.7 – Карта-схема растительности полуострова

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

В списках флоры и микофлоры района присутствуют ряд редких и эндемичных видов, из которых на территории лицензионных участков могут быть встречены следующие виды:

- Полынь гурганская (*Artemisia gurganica*) - эндемик Мангышлака. Предложен к включению в Красную книгу Казахстана. Присутствует в полынных сообществах;
- Астрагал устюртский (*Astragalus ustiurtensis*) - эндемик Мангышлака. Может быть встречен в полынных сообществах;
- Сетчатоголовник оттянутый (*Dictyocephalos attenuatus*). Реликтовый вид грибов, занесенный в Красную книгу Казахстана. Может быть встречен на Мангышлаке;
- Солянка широколистная (*Salsola euryphylla*). Очень редкий, реликтовый вид, занесенный в Красную книгу Казахстана. Может быть встречен на солончаках.

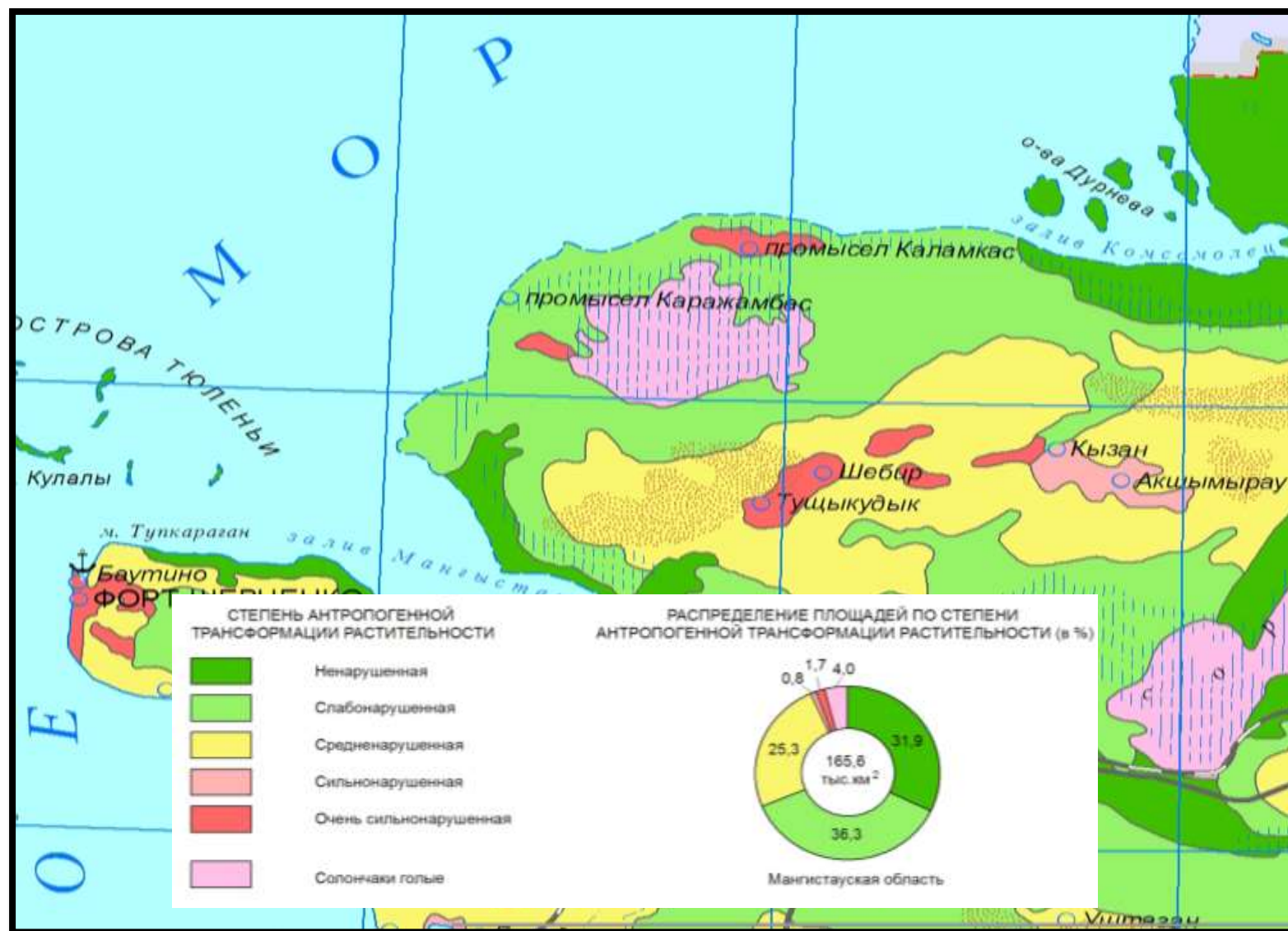


Рисунок 2.8 – Карта-схема антропогенной трансформации растительности в районе месторождения Каламкас



2.4.2 Состояние растительного покрова на месторождении Каламкас

Мониторинг растительности, за период 2020-2022 гг, показал, что состояние растительных сообществ соответствует сезону года. Отклонений в развитии надземных побегов не зафиксировано. Растительный покров исследуемой территории разреженный в виду неоднородности рельефа.

В период 2020-2022 гг. полевая экспертная оценка состояния растительности была проведена на 4-х ключевых участках цехов добычи нефти ЦДНГ-1, ЦДНГ-2, ЦДНГ-3, ЦДНГ-4. Для этих целей при полевом обследовании ещё в 2015 году на территории каждого цеха было выбрано по 1 участку с наиболее развитыми растительными сообществами, на которых ежегодно осуществляется детальное описание видов и сообществ. В 2022 году наблюдения за растительным покровом продолжены на всех ключевых участках, с целью изучения изменений в составе флоры под воздействием денудационных процессов в прибрежной полосе и техногенным воздействием при эксплуатации месторождения Каламкас.

В целом, в период наблюдений 2018-2022 гг. основной фон на участке создают полынные сообщества, состоящие в основном из полыни однопестичной, белоземельной и реже метельчатой.

Проективное покрытие почвы растениями в октябре 2021 года составляло около 35%, в августе 2020 года составляло около 50%, в тот же период 2019 года оно было около 40%, в 2018 году - 55%.

Средняя высота травостоя в 2022 году была 20-30 см, в 2021 году была около 30 см, 2019 году 20-40 см, в 2018 году около 30-60 см. Проективное покрытие почвы растениями в летний период 2017 года составляло 50-55%, средняя высота травостоя была в промежутке 20-40 см. В сентябре 2019 и сентябре 2018 гг. в травостое ключевого участка преобладали полынно-однолетнесолянковое с ажреком и полынное с кермеком и итсигеком сообщества. По результатам полевого обследования 2018 года на территории ключевого участка был обнаружен новый вид семейства маревых – гораниновия улексовидная (*Horaninowia ulicina*), однако его присутствие на участке было не подтверждено в период наблюдений 2019-2022 гг.

Анализ наблюдений, проведенных за последние 4 года показал, что в июне 2017 года, в составе сообщества было отмечено 15 видов. Состояние растительности было близким к фоновому. В июне 2017 года основной фон создавали сарсазан, высотой 30-40 см, кермек кустарниковый, высотой 20-30 см и ажрек, высотой 15-20 см.

В сентябре 2018 года в составе сообщества было отмечено 16 видов, в сентябре 2019 г. на участке было отмечено 15 видов. В 2019 году в период наблюдений не была встречена франкенция жёстковолосая (*Frankenia hirsuta*), поэтому этот вид был исключён из таблицы с характеристикой ключевого участка в 2019 году.

В августе 2020 года на участке было отмечено 14 видов растений, в составе сообществ не был обнаружен бурачок пустынный (*Alyssum desertorum*).

В октябре 2021 года на ключевом участке обнаружено 12 видов. В составе видов не встречены клоповник пронзённolistный (*Lepidium perfoliatum*) и крестовник Ноевский (*Senecio Noeanus*), поэтому они исключены из таксономического описания видов 2021 года. Хорошее распространение на ключевом участке, как и предыдущем 2020 году, имели представители семейства маревые – ежовник солончаковый или биюргун (*Anabasis salsa*).

В момент обследования, равно как и в предыдущие годы был отмечен умеренный выпас верблюдов в районе заградительной дамбы и вдоль южных границ горного отвода месторождения Каламкас.

По составу растительности и ее поедаемости на территории месторождения Каламкас преобладают осенне-зимние пастбища для верблюдов и лошадей. На полынно-эфемеровой, полынно-злаковой растительности возможен весенне-летне-осенний выпас.

Индикатором высокой пастбищной нагрузки является разрастание таких сорных растений как адраспан, итсигек, лебеда татарская, солянка Паульсена, эбелек, рогоглавник. Практически все они являются пионерами зарастания нарушенных территорий.



В настоящее время, вследствие перевыпаса и других видов хозяйственной деятельности, пастбища на территории месторождения Каламкас в той или иной степени деградированы.

Во флоре обследованной территории кроме кормовых имеются дубильные (кермеки), красильные (итсигек), инсектицидные (итсигек, брунец), топливно-древесинные (саксаул, тамариск), декоративные (тамариск, саксаул, кермеки, жантак), лекарственные растения.

Некоторые являются хорошими фитомелиорантами, это кустарниковые виды: тамариск, саксаул, курчавка, ландшафтные виды полыней, жантак, итсигек.

2.4.3 Животный мир

Животный мир рассматриваемой территории принадлежит к зоогеографическому участку Северные Арало-Каспийские пустыни и носит ярко выраженный пустынный характер.

Наземные позвоночные представлены 30 видами млекопитающих, 223 видами птиц, 15 видами пресмыкающихся и одним видом земноводных. В прибрежных стациях гнездится 40 видов пернатых водно-болотного комплекса.

Фоновыми видами млекопитающих являются грызуны, зайцеобразные, мелкие хищники – лисица, корсак. Степные виды практически отсутствуют, за исключением степного хорька. Видовое разнообразие территории определяется прибрежным мелководьем с обширными тростниковыми стациями, являющимися местом гнездования, кормления для многих видов пернатых, а также местами убежищ для хищных млекопитающих.

На территории месторождений можно выделить 5 ландшафтно-экологических участков, различающихся по характеру фауны, степени и типу антропогенного воздействия. Наиболее ценным в фаунистическом отношении является прибрежный участок, где сосредоточены места гнездования пернатых, кормные станции и территория, используемая пернатыми в период сезонных миграций. Через эту территорию проходит миграция большинства редких и ценных видов пернатых. Здесь обитает и большинство видов хищников, свойственных региону. Особенно многочисленны пресмыкающиеся – представители семейства Ужи.

Достаточно многообразен по составу фауны юг, юго-восток, юго-запад территории Каламкас, и некоторые участки центральной части нефтепромысла. Здесь с большой плотностью популяции обитают грызуны, являющиеся основой трофических связей в пустынной зоне. Встречаются хищники, пресмыкающиеся и пернатые.

Северная часть территории значительно менее населена грызунами, что объясняется недостаточностью кормовой базы и характером субстрата. Встречаются пресмыкающиеся, в основном это черепахи, круглоголовки и агамы. В небольшом количестве здесь обитают мелкие пернатые, представители воробьиных. Часть территории, занятая жилыми и административными сооружениями, заселена синантропными представителями пернатых и грызунами, в основном большой песчанкой.

Класс млекопитающие. Млекопитающие, обитающие на территории промысла Каламкас, представлены не менее чем 30 видами, объединёнными в 12 семейств. Наибольшее количество видов млекопитающих относятся к насекомоядным, грызунам и мелким хищникам. Основным фоновым видом является большая песчанка.

Насекомоядные, семейство ежовые, представлено видом *ушастый ёж* (*Erinaceus auritus*). Представители этого вида встречается по северо-восточной, южной, юго-западной части территории месторождения Каламкас, за исключением солончаков и соровых понижений. Другой представитель насекомоядных – малая белозубка (*Crocidura suaveolens*) – распространён на территории, окружающей нефтепромысел.

Рукокрылые, семейство *гладконосые рукокрылые*, представлено видами: *усатая ночница* – (*Myotis mystacinus*) и *серый ушан* (*Plecotus austriacus*). Единичные особи вида *двухцветный кожан* (*Vespertilio murinus*) обитает по побережью в районе водозабора.

Отряд хищные, семейство *псовые*, представлено 3 видами. По побережью, в тростниковых зарослях, а также с севера и юго-востока территории встречается *волк* – (*Canis lupus*). *Волк* – вид, предпочитающий селиться в пойменно-тугайных биотопах, в мелкосопочнике или в массивах бугристых песков. *Корсак* – (*Vulpes corsac*) распространён на территории Каламкас с южной, юго-западной, юго-восточной и северо-восточной стороны, по



периферической части. *Лисица (ulpes vulpes)* – обитает на полупустынных участках по побережью, на малоосвоенной территории. Встречается лисица. Лисица и корсак переносят ряд заболеваний: бешенство, чуму плотоядных, сибирскую язву.

Семейство куньи представлено следующими видами, преимущественно населяющими околотовные станции. *Ласка (Mustela nivalis)* и *стенной хорёк (Mustela eversmanni)* – хищные зверьки, питающиеся грызунами, мелкими пернатыми и пресмыкающимися. Сосредоточены в основном со стороны побережья.

Семейство тюленых представлено *Каспийским тюленем (Phoca caspica)*.

Отряд парнокопытные, семейство полорогие представлено *сайгой (Saiga tatarica)*. Следы сайги, небольших групп по 2-3 особи, встречаются на большом солончаке к юго-востоку от ГЗУ-30.

Отряд грызуны. Семейство ложнотушканчиковые представлено 3-мя видами. Численность представителей невысока и колеблется от 3 до 10 особей на 10 км маршрута при ночных наблюдениях. Обитают они в основном на севере, западе, и северо-западе территории Каламкас. Один из фоновых видов *малый тушканчик – (Allactaga elater)* в основном сосредоточен по северной, периферической части месторождения. *Большой тушканчик (Allactaga major)* и *тушканчик прыгун (Allactaga sibirica)* обитают на участках полупустынного характера. *Емуранчик (Stylodipus telum)* селится в мелкобугристом рельефе. *Мохноногий тушканчик (Dipus sagitta)* обитает на территории с задернованными почвами на северной и северо-западной, малоосвоенной части территории.

Хомяковые представлены следующими видами: *серый хомячок (Cricetulus migratorius)* в небольшом количестве распространён по периферической малоосвоенной части территории с юга. *Обыкновенная полёвка (Microtus arvalis)* обитает в биотопах расположенных со стороны побережья Каспия.

Семейство песчанковые. *Большая песчанка (Rhombomys opimus)* – широко распространённый грызун, живущий колониями. Этот вид является основным фоновым видом млекопитающих на территории месторождений. Грызуны активны в дневной период в течении всего года. По краю сора, на глинисто-песчаных, мелкобугристых возвышениях, богатых солянкой, располагаются до 5 колоний на 1000 м маршрута. Все колонии обитаемы. По 5-7 грызунов на каждой колонии, активно заготавливают корм. Поселения грызунов имеют сплошной характер, среднее количество достигает 30-40 особей на 1000 м маршрута и более 100 особей на гектар. Незаселёнными остаются только участки солончаков. Грызуны заселяют техногенные насыпи и бугры, поросшие солянками с количеством грызунов 1-3 особей в колонии, при числе колоний 1-3 на 1000 м маршрута. Большая песчанка является основным переносчиком чумы и ряда иных заболеваний человека и животных. *Гребенщикова песчанка (Meriones tamariscinus)* селится по пескам, берегам временных водоёмов, тяготеет к кустарникам гребенщика. *Краснохвостая песчанка (Meriones libycus)* обитает в эфемероидных всхолмлённых пустынях с плотными почвами и по закреплённым пескам.

Семейство мышинные представлено видами *домовая мышь (Mus musculus)* и *серая крыса (Rattus norvegicus)* которые встречаются в районе жилых городков, в бытовых строениях, на территории складов, хозпостройках и на прилегающих окультуренных участках. Эти грызуны могут завозиться в жилища и административные здания при транспортировке продуктов и иных грузов. Численность домовой мыши на локальных участках составляет 10-30 особей.

Отряд зайцеобразные, семейство зайцы представлено видом *толай (Lepus tolai)*. Средняя численность толая – 2-3 особи на 1000 га. Переносит ряд заболеваний: чуму, туляремию, пастереллёз и т.д.



Класс пернатые. Орнитофауна обследуемой территории может насчитывать до 230 видов в период пролёта, что составляет около половины видов орнитофауны Казахстана. Птиц обследуемой территории можно разделить на 4 категории по характеру пребывания: пролетные, гнездящиеся, оседлые, и зимующие.

Фауна оседлых и гнездящихся пернатых на территории месторождений обеднена в видовом отношении. Из наземных пернатых гнездится 17 видов: 2 вида хищных, 2 вида куликов, 1 вид сов и 12 видов воробьиных. В антропогенных ландшафтах, среди жилых и хозяйственных построек обитает 6 синантропных видов: сизый голубь, домовый сыч, угод, полевой и домовый воробей, деревенская ласточка. Численность представителей этих видов колеблется от 1-2 до 10-12 особей на 1 км маршрута. Плотность населения птиц в южной части месторождения, в ландшафтах умеренной антропогенной трансформации в среднем составляет 7 птиц на 1 км маршрута. Наиболее многочисленны здесь *жаворонки*, *каменки* и *зелёные щурки*. Зелёные щурки здесь гнездятся в норах на насыпях, или по бортам глубокой автоколей и встречаются в количестве 2-4 на километр маршрута. К юго-востоку от ГЗУ-30, по краю сора, встречен *полевой конёк*. Здесь же на 1 километр маршрута встречается до 6 особей *каменок*.

В прибрежной части месторождения концентрируются стаи чаек, в основном серебристых, насчитывающих до 200 особей. Встречаются *деревенские ласточки*, *каменка-плясунья* и *крачки*. Деревенские ласточки наряду с каменками и зелёной щуркой являются основными фоновыми видами для этой части территории.

По прибрежной части территории гнездится не менее 40 видов птиц. В том числе: *большая поганка*, *большой баклан*, из утиных – *серая утка*, *чирок-трескунок*, *широконоска* и *красноносый нырок*. Хищные представлены *коришуном*, *пустельгой* и *камышовым лунём*. Встречаются *лысухи*, многочисленны *серебристые чайки*. На отмелях обычно встречается до 5 видов крачек. Тростники, вдоль береговой линии, населяют *камышевка широкохвостка*, *индийская*, *тростниковая*, *болотная* и *дроздовидная камышевки*. На мелководье, вдоль береговой линии – *обыкновенный морской* и *каспийский зуйки*, *ходулочник*, *шилоклювка*, *травник*, *чибис*, *кулик-сорока*. Из редких птиц обитает *черноголовый хохотун*.

На зимовке встречается 8 видов, это *сизый голубь*, *филин*, *домовой сыч*, *хохлатый*, *чёрный* и *рогатый жаворонки*, *полевой* и *домовой воробьи*. В мягкие зимы состав зимующих птиц расширяется за счет водоплавающих, вороновых, некоторых вьюрковых и овсянок.

Значительная часть центра промысла Каламкас подвержена значительному техногенному воздействию. Фауна или практически отсутствует, или видовое разнообразие снижено до 1-3 видов.

Класс пресмыкающиеся и класс земноводные. Пресмыкающееся из семейства *сухопутные черепахи* – среднеазиатская черепаха (*Agrionemys horsfieldi*) – встречается в на песчаных и глинистых опустыненных участках. Численность черепах невысока и представлена единицами на 1000 га.

Семейство Агамовые. Распространённый на территории месторождения Каламкас вид *степная агама* (*Agama sanguinolenta*) обитает в различных типах пустынь. Численность – 1 особь на гектар. Более многочисленна *такырная круглоголовка* (*Phrinocephales helioscopus*) – субэндемик Средней Азии. Это пустынный и полупустынный вид, обитающий по такырам и на глинистых пустынных участках. *Ушастая круглоголовка* (*Phrinocephales mystaceus*) крайне редка на обследованной территории.

Семейство Гекконовые – *сцинковый геккон* (*Teratoscincus scincus*) – живёт в песчаных слабо закреплённых массивах. *Геккончик пискливый* (*Alsophylax pipiens*), *Каспийский геккон*,



Серый геккон (Tenuidactylus russowi) – эндемики Средней Азии – встречаются в пустынях, культурных ландшафтах. Средняя численность 1-3 особи на га.

Представители семейства ящерицы – *быстрая ящурка (Eremias velox)* с высокой плотностью (10-15 особей на га). *Разноцветная ящурка (Eremias arguta)* – субэндемик, а *средняя ящурка (Eremias intermedia)* – эндемик Средней Азии, обитают по югу месторождения Каламкас. Численность колеблется от 1 до 5 особей на га. В антропогенных и техногенных ландшафтах, на основной части территории, практически не встречаются.

Семейство ужи. Представители этого семейства на территории Каламкас с высокой плотностью встречаются в прибрежной зоне промысла. Вдоль береговой линии Каспия встречается *водяной уж (Natrix tessellata)*, численность которого составляет в среднем 2-3 особи на 1 км маршрута. Водяные ужи откладывают яйца в норы песчанок, по южным и юго-западным бортам насыпей и дамб на побережье. На таких участках численность может достигать 10 и более ужей на 1 км. На опустыненной территории, в плотных песках, обитает *поперечнополосатый полоз (Coluber karelini)* и *узорчатый полоз (Elaphe dione)*. *Стрела-змея (Psammphis lineolatum)* живёт в закреплённых и полужакрытых песках, глинистых и лёссовых участках. Ядовита для мелких животных, для человека безвредна.

Семейство гадюки и семейство ямкоголовые представлены видом *степная гадюка (Vipera berus)* – очень редка на всей территории и практически не встречается в антропогенных ландшафтах, предпочитает болотистые понижения. В более засушливых биотопах встречается обыкновенный *щитомордник (Agkistrodon halys)* – распространён в местности с участками глинистой, лёссовой почвы и очень редок в окультуренном ландшафте.

Класс земноводные, семейство жабы, представлено одним видом *зелёная жаба (Bufo viridis)*. Зелёная жаба распространена по территории, прилегающей к искусственным водоёмам – отстойникам и в местах, где имеются временные, пересыхающие водоёмы. На искусственных водоёмах, в период размножения, встречается до нескольких десятков представителей этого вида.

Энтомофауна территории и бентофауна прибрежной зоны. Энтомофауна территории Каламкас обеднена. Паукообразные представлены видом *Аргиона лоббата*, обитающими на западе, юге и юго-востоке территории. Численность аргиона – от 1 до 5 особей на километр маршрута. Встречается обычно по 3-5 особей, удалённых одна от другой на расстояние 10-30 метров. С наибольшей плотностью *аргиона* заселяет западную часть территории нефтепромысла. Наибольшее значение для человека имеют ядовитые паукообразные – *фаланга, скорпион, каракурт и тарантул, обитающие по периферической части южной и северной части нефтепромыслов.*

Фаланга – паукообразное, способное болезненно укусить человека и вызвать опасное отравление путем занесения трупного яда в месте укуса. *Каракурт* – чёрный паук (самка) средних размеров до 1,7 см. В окраске молодых самок присутствуют мелкие красные пятна. Это наиболее ядовитый из всех видов пауков. Яд – нейротоксин, может вызвать тяжелое отравление, иногда со смертельным исходом. Каракурт населяет участки с полынной растительностью. Определить местонахождение этого вида можно по беспорядочно переплетённым нитям паутины. В северной и южной периферических частях месторождения, на территориях поросших полынью, возможны встречи пауков этого вида.

Тарантул (род *Lycosa*) – менее ядовитый крупный паук, селящийся в норах. Выходит на поверхность в тёмное время суток. Укус болезненный, но, по степени ядовитости, сходен с укусом крупной осы. Может встречаться в южной и северной частях территории промысла.



Скорпионы (род *Buthus*) – ядовитые паукообразные, могущие заселять южную и северную периферию территории нефтепромыслов. Укус скорпиона болезненный, может вызвать сильную опухоль. Смертельные исходы редки. Скорпионы активны в ночное время, днём прячутся под камнями и другими укрытиями.

Из представителей прямокрылых, по периферии месторождения, встречаются единичные особи *кобылок*. Стрекозы представлены тремя видами и сравнительно многочисленны – до 3-4 особей на гектар. Чешуекрылые малочисленны.

Наиболее широко распространены перепончатокрылые. Крупные *помпылы* (охотящиеся на пауков) обитают в количестве 1-2 особи на гектар по югу, юго-востоку территории. Встречается несколько видов *муравьёв*.

В составе бентоса Северного Каспия насчитывается 90 видов ракообразных, пластинчатожаберных моллюсков, многощетинковых червей. Кроме того, это малощетинковые черви, турбеллярии, нематоды, пиявки, морские и пресноводные гастроподы и хирономиды. Наибольшее видовое разнообразие в группе ракообразных – 60 видов, пластинчатожаберные моллюски – 20 видов, многощетинковые черви – 5 видов.

К наиболее массовым видам относятся моллюски: *Adacna vitrea*, *Monodacna edentula*, *Dreissena polymorpha*, *Syndemya ovata*; ракообразные: *Corophium nobile*, *Corophium curvispinum*, *Schizorhynchus bilamellatus*, *Stenocuma graciloides*, *Pterocuma sowinskyi*, *Stenogammarus similis*; черви: *Hipaniola kowalevskii*, *Hipania invalida* и группа *олигохет*.

Биомасса ракообразных состоит в основном из гаммарид. По последним данным к преобладающим видам бентофауны следует отнести моллюсков *Hypanis vitrea*, *Hypanis angusticostata*, *Dreissena polymorpha*, группу *Oligohaetea*, *Nereis diversicolor*, *Ampharetidae*, из ракообразных – группу крофид. Реже встречались *Gastropoda*, *Rhitroponopeus*, *harrisii*, *Balanus improvisus*. В естественных сообществах Северного Каспия моллюски встречаются с плотностью 474 особи на кв. м, вес – 10,14 г. на кв. м, черви – 1240 особей на кв. м, вес – 2,55 г на кв. м, ракообразные – 4067 особей на кв. м, вес – 5,51 г на кв. м.

2.4.3.1 Пути миграции животных

Охрана птиц на миграциях, в том числе в аспекте трансграничных перелетов регулируется международным законодательством, в частности «Соглашением по защите и использованию мигрирующих птиц, видов животных и их местообитаний», заключенным 9 сентября 1994 г. между Правительствами Азербайджана, Армении, Беларуси, Грузии, Казахстана, Кыргызстана, Молдовы, Российской Федерации, Таджикистана и Узбекистана.

Район расположения месторождения Каламкас находится на пути пролета птиц, приуроченных к побережью Каспийского моря.

В этой связи, данному фактору планировочных экологических ограничений должно быть уделено особое внимание, т.к. на фоне тенденции к резкому сокращению численности мигрирующих видов птиц в последние десятилетия, акватория и побережье северо-восточного Прикаспия и полуостров Мангышлак в целом, играют существенную роль в поддержании благополучия их популяций.

Вдоль побережья Каспия проходит один из основных путей осенних и весенних перелётов птиц. Через прибрежную территорию в марте-апреле, и в сентябре-октябре мигрирует большинство пернатых, насчитывающих более 154 видов. Около 70 видов птиц мигрирует через территорию полуострова широким фронтом. В период пролёта в преобладающем большинстве встречаются виды водно-болотного комплекса. Весенние миграции птиц водно-болотного комплекса проходят с конца марта до середины мая, наиболее интенсивно в апреле.



Через северо-восточное побережье Каспия ежегодно мигрируют до 3 млн. особей уток, до 500 тыс. гусей, до 35 тыс. фламинго и до 10 млн. особей куликов и чаек.

Кроме того, в летний период здесь собираются на линьку до 80 тыс. лебедей-шипунцов и до 100 тыс. уток.

В период миграций птиц их численность значительно повышается. В это время здесь встречаются как птицы открытых пространств (жаворонки, каменки), так и древесно-кустарниковых насаждений (дроздовые, вьюрковые, овсянки, славковые и др.).

Также встречаются синантропные виды (врановые – грач, серая ворона, галка), и околотовные птицы (чайки, кулики и др.). Осенние миграции птиц в регионе охватывают более длительный период с середины августа по ноябрь.

Совершают сезонные перекочёвки представители хищных псовых. В зимнее время перемещения направлены в сторону побережья Каспия.

На рисунке 2.9 показаны основные миграционные потоки птиц, тюленей, сайги.

На рисунке 2.10 показаны места миграционных скоплений водоплавающих и околотовных птиц.

На рисунке 2.11 показаны места размещения каспийского тюления в зимний период.



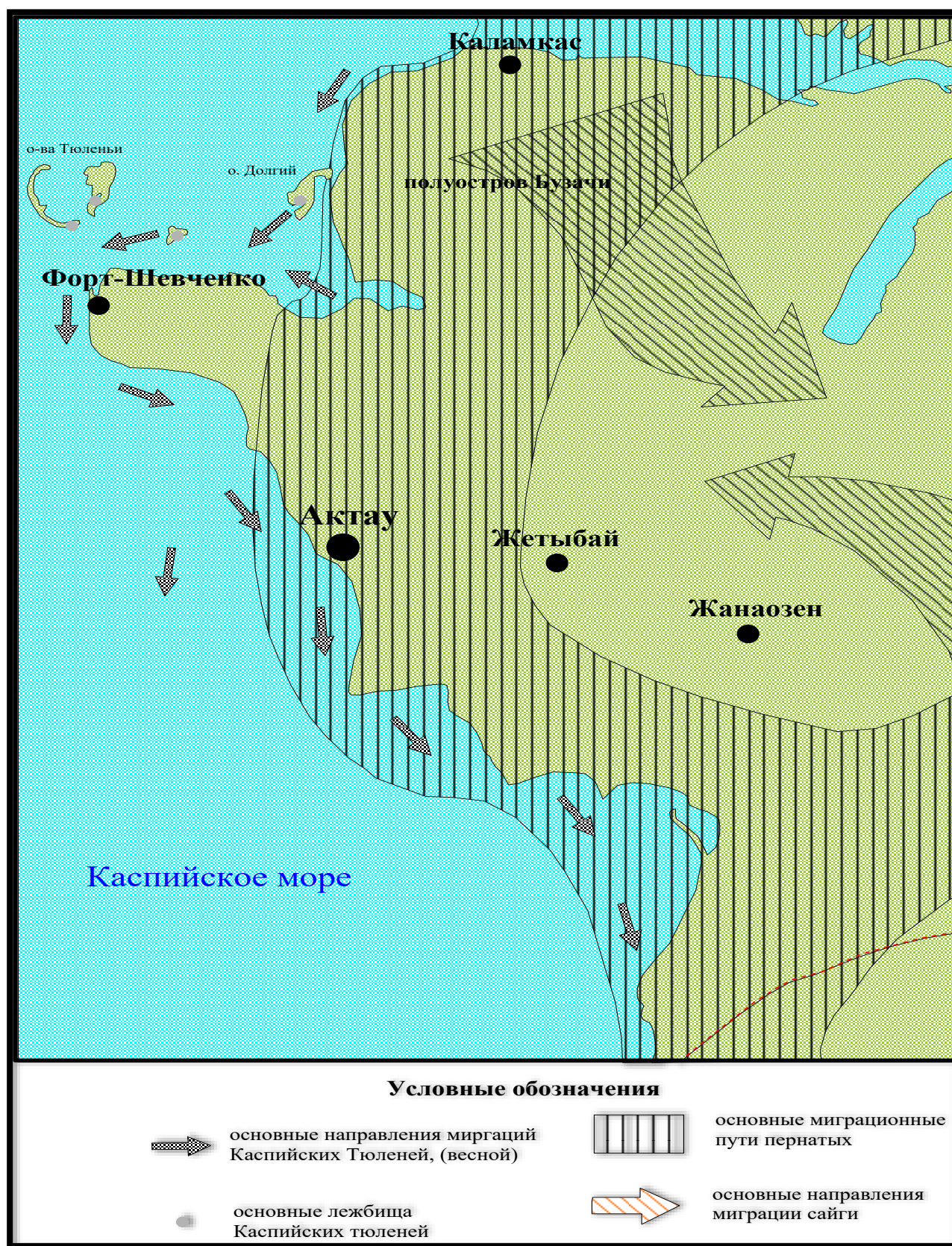


Рисунок 2.9 – Основные миграционные пути птиц, тюленей, сайги



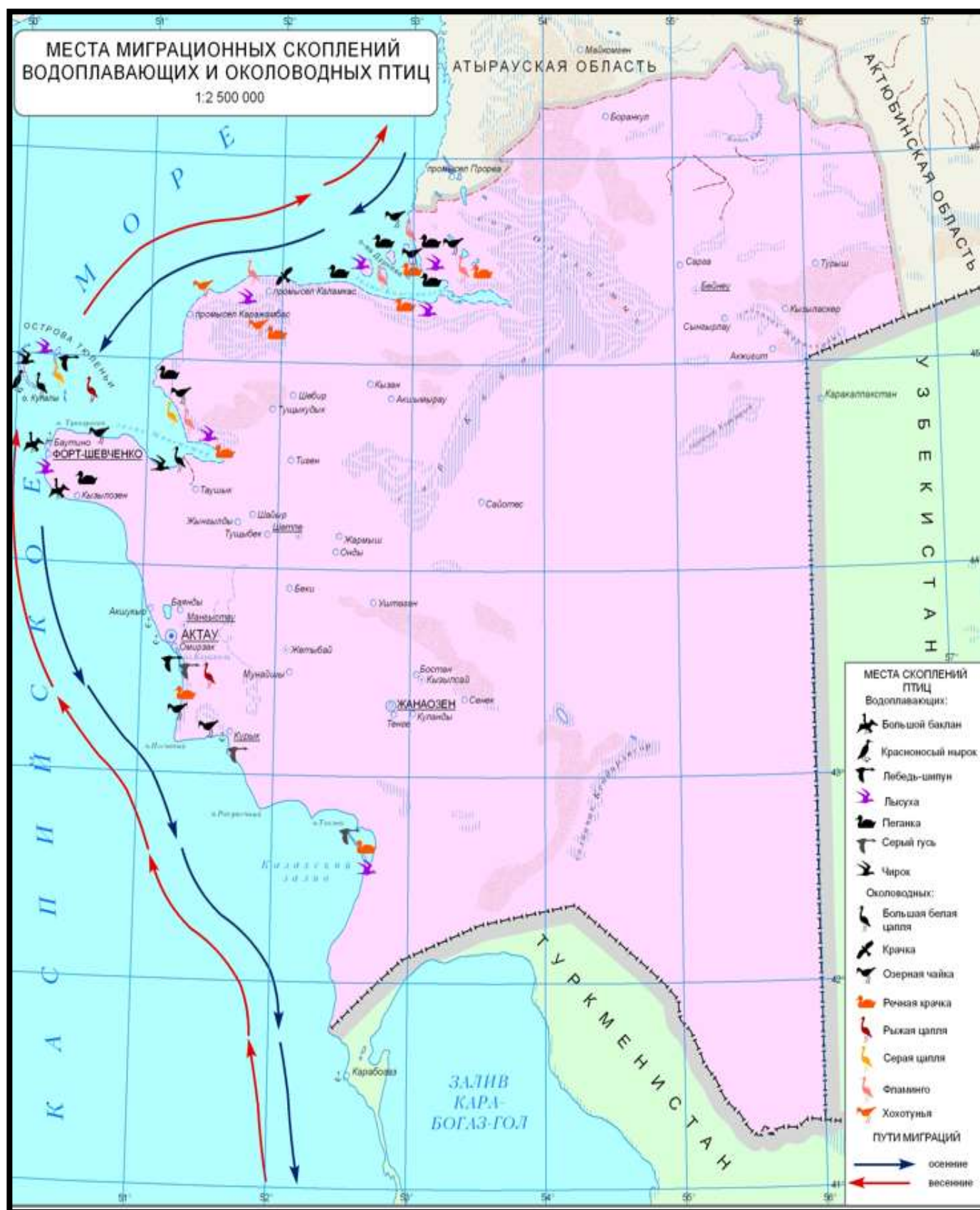


Рисунок 2.10- Места миграционных скоплений водоплавающих и околоводных птиц



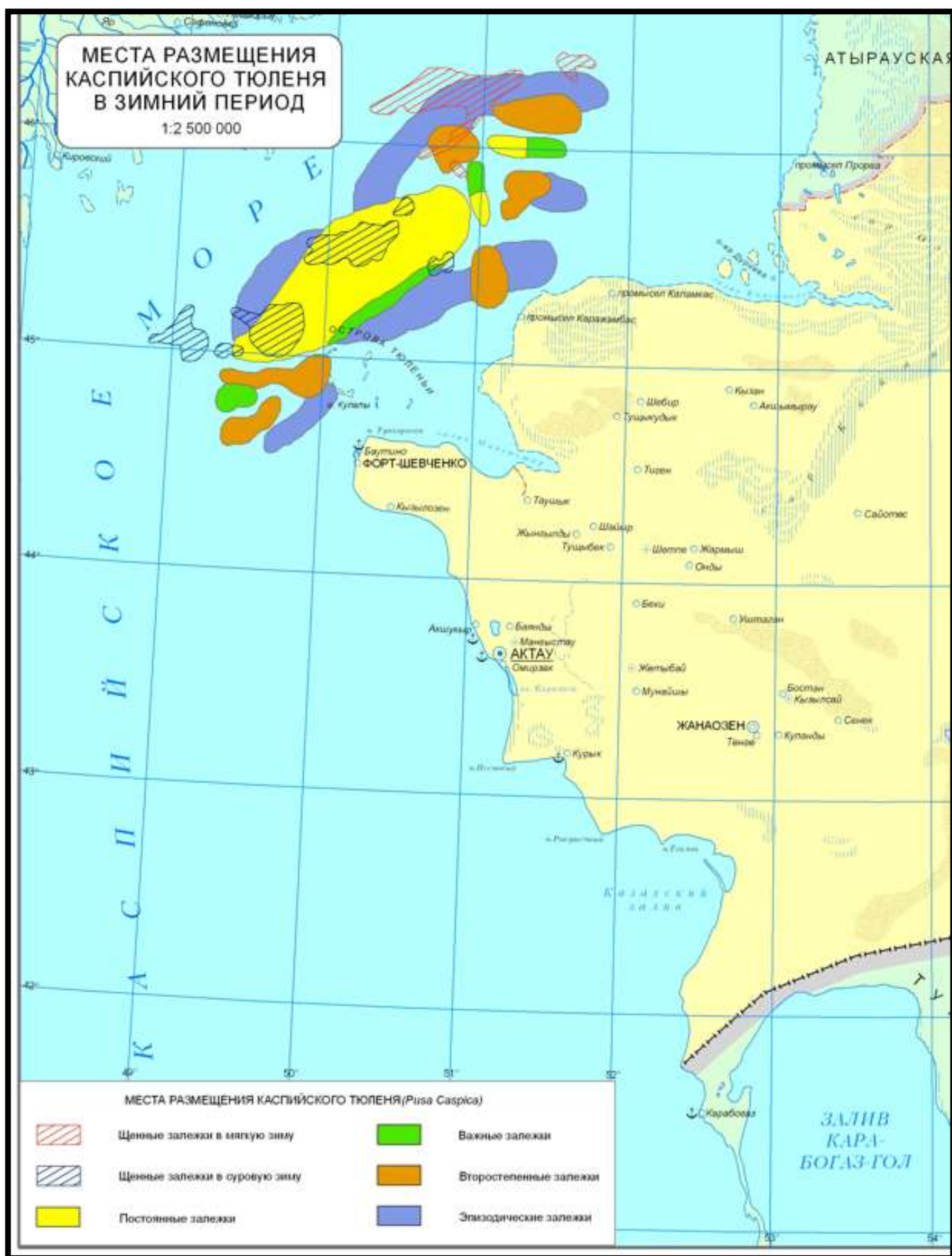


Рисунок 2.11- Места размещения каспийского тюленя в зимний период



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 щебнистых равнинах и солончаках. В качестве убежищ использует норы песчанок и сусликов, трещины, промоины почвы, нагромождения камней. Несмотря на широкое распространение, четырехполосый полоз повсеместно редок, имеются лишь единичные находки этого вида. Будучи самой крупной змеей этого региона и обладая крайней агрессивностью при встрече с человеком, ее принимают за ядовитую и уничтожают.

Среди млекопитающих региона также имеются редкие и исчезающие виды: белозубка-малютка, белобрюхий стрелоух, бледный карликовый тушканчик, дикобраз, барханный кот, манул, каракал, гепард, перевязка, медоед, джейран, устюртский горный баран (рис. 2.12).



а) Сайгак



б) Устюртский горный баран



в) Пятнистая кошка



г) Каракал

Рисунок 2.12- Представители животного мира Мангистауской области

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

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

Перевязка (*Vormela peregusna*). Редкий вид семейства куньих, живет оседло, активность круглогодичная. В 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).





Рисунок 2.13- Розовый пеликан

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

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

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

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

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



Рисунок 2.14 Лебедь-кликун

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

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

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

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

Султанка – *Porphyrio 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 tetrah*. Вид с восстанавливающейся численностью. На пролете относительно многочислен.



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

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

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



Рисунок 2.15- Степной орел

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

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

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

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

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

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

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

Толстоклювый зуек – *Charadrius 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 куньих. Сведения о жизни перевязки очень скудны.

2.4.5 Состояние животного мира месторождения

На основании полевых исследований, проведенных во 2 квартале 2022 год, можно сделать следующие выводы:

- из класса Млекопитающих во время пешего маршрута были встречены особи лошадей и верблюды, из насекомых встречались скорпионы, жуки, также встречалась среднеазиатская черепаха;

- состояние и развитие растительности в фитоценозах исследуемой территории соответствовало сезонам года;

- в отчетном периоде редких, реликтовых и эндемичных видов растений и животных, занесенных в Красную книгу, не зафиксировано.

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;

- не допускать засорения земель промышленными отходами.

Осуществление всех вышеуказанных мероприятий позволит уменьшить наносимый растительному и животному миру вред до минимально-возможных пределов.

2.5 Радиационная обстановка

В рамках Программы производственного экологического контроля радиационный мониторинг на месторождениях 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.

Радиационная обстановка на месторождении Каламкас приводится по данным «Отчета по проведению радиационного мониторинга на объектах ПУ «Каламкасмунгаз» и месторождениях Жетыбайской группы АО «Мангистаумунгаз». По результатам радиоэкологического мониторинга, проводимого в 2022 году на территории месторождения «Каламкас» и месторождений Жетыбайской группы, загрязнения территории радиоактивными веществами не выявлено. Концентрация радона и дочерних продуктов распада удовлетворяет требованиям нормативной документации. Радиационный фон, на обследованных объектах в пределах требований Гигиенических нормативов и находится на уровне 0,10-1,84 мкЗв/час, что характерно для данного района.

Результаты мониторинга, в соответствии с Гигиеническими нормативами РК, говорят о необходимости ведения постоянного радиологического контроля (МЭД гамма излучения, ЭРОА радона и дочерних продуктов его распада, контроль качества подземных вод).

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что опасности по гамма излучению для работников предприятия нет, при условии соблюдения требований санитарных правил. В результате обследования было установлено, что мощность эквивалентной дозы гамма-излучения на территории месторождения составляет от 0,10 – 1,23 мкЗв/час, что не превышает допустимые значения.



Вывод: На территории проектируемых работ АО «ММГ» проводит 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.

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 2023 год.

Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха в г. Актау

По данным сети наблюдений г.Актау, уровень загрязнения атмосферного воздуха оценивался как высокий, он определялся значением СИ=6,3 (высокий уровень) по взвешенным частицам РМ-2,5 в районе поста №6 (микрорайон 32а) и НП=1% (повышенный уровень) по сероводороду в районе поста №5 (микрорайон 12), по ИЗА=5 (повышенный уровень) *.

Максимально-разовые концентрации составили: взвешенные частицы РМ-2,5– 6,3 ПДКм.р., взвешенные частицы РМ-10 – 3,34 ПДКм.р., оксид углерода – 3,50. ПДКм.р., сероводород – 3,75 ПДКм.р., концентрации других загрязняющих веществ не превышали ПДК.

Превышения по среднесуточным нормативам наблюдались: взвешенные частицы РМ-10 – 3,36 ПДКс.с..

Случаи экстремально высокого и высокого загрязнения (ВЗ и ЭВЗ): ВЗ (более 10 ПДК) и ЭВЗ (более 50 ПДК) не были отмечены.

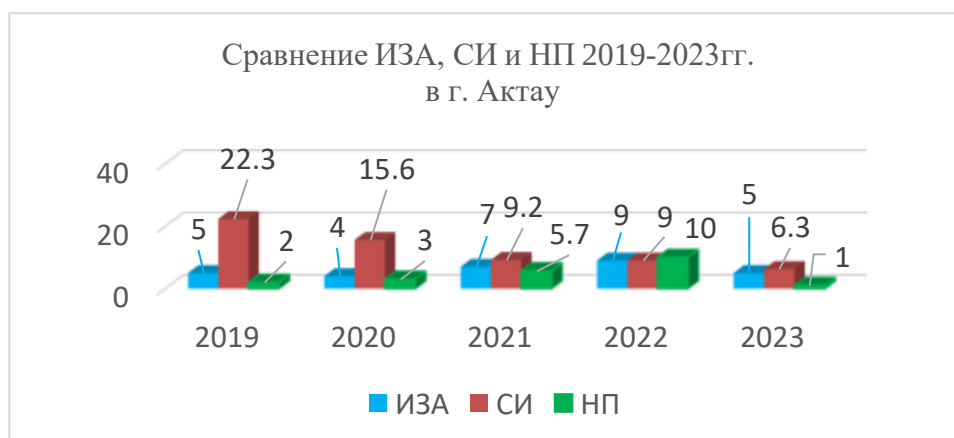
Фактические значения, а также крастность превышений нормативов качества и количество случаев превышения указаны в ниже следующей таблице:

Таблица 2.2- Фактические значения, а также крастность превышений нормативов качества и количество случаев превышения

Примесь	Средняя концентрация		Максимальная разовая концентрация		НП	Число случаев превышения ПДКм.р.		
	мг/м³	Кратность ПДКс.с.	мг/м³	Кратность ПДКм.р.		%	> ПДК	>5 ПДК
					в том числе			
г. Актау								
Взвешенные частицы (пыль)	0,05	0,33	0,30	0,60	0			
Взвешенные частицы РМ-2,5	0,004	0,11	1,002	6,3	0	94	38	
Взвешенные частицы РМ-10	0,20	3,36	1,00	3,34	0	113		
Диоксид серы	0,01	0,24	0,07	0,14	0			
Оксид углерода	0,52	0,17	17,49	3,50	0	20		
Диоксид азота	0,02	0,50	0,16	0,79	0			
Оксид азота	0,01	0,21	0,30	0,75	0			
Сероводород	0,00		0,03	3,75	1	429		
Озон	0,01	0,22	0,08	0,48	0			
Серная кислота	0,02	0,22	0,04	0,13	0			

За последние пять лет уровень загрязнения атмосферного воздуха изменялся следующим образом:





Как видно из графика, в 2021-2022 годы уровень загрязнения достиг высокого показателя, а в 2019-2023 годы оценивался как повышенный. В 2020 году уровень загрязнения снизился до низкого уровня.

Наибольшее количество превышений максимально-разовых ПДК было отмечено по взвешенным частицам РМ-2,5 (94 случаев), взвешенным частицам РМ-10 (113 случаев), оксиду углерода (20 случаев) и сероводороду (429 случаев).

Превышения нормативов среднесуточных концентраций наблюдались по взвешенным частицам РМ-10.

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 20,83%, сульфатов 21,60%, хлоридов 23,84%, ионов натрия 11,85%, ионов кальция 11,31%, нитратов 1,07%, ионов магния 2,35%, ионов калия 6,25%, аммония 0,90%.

Наибольшая общая минерализация отмечена на МС Форт-Шевченко – 233,6 мг/л, наименьшая на МС Актау – 89,5 мг/л.

Удельная электропроводимость атмосферных осадков находилась в пределах от 152,3 (МС Актау) до 446,0 мкСм/см (МС Форт-Шевченко).

Кислотность выпавших осадков находится в пределах от 7,2 (МС Актау) до 7,2 (МС Форт-Шевченко).

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

Мониторинг качества поверхностных вод на территории Мангистауской области

Мониторинг качества морской воды проводится на следующих 28 точках:

- прибрежные станции г.Актау в 4 контрольных точках: г.Актау, зона отдыха (2 точки) и г.Актау, район порта (2 точки), Форт-Шевченко (1 точка), Фетисово (1 точка), Каламкас (1 точка), Карабогаз (1 точка), район дамбы (3 точки), район п. Курык (3 точки), район маяка Адамтас (3 точки), Западный Бузачи (1 точка), Шакпак-Ата (1 точка), Канга (1 точка), Кызылозен (1 точка), Саура (1 точка), Некрополь Калын-Арбат (1 точка), Кызылкум (1 точка), Северный Кендерли (1 точка), Южный Кендерли (1 точка), месторождения Каражанбас (1 точка), Арман (1 точка).



Гидрохимическое наблюдение ведется по 28 показателям: визуальные наблюдения, температура воды, водородный показатель, растворенный кислород, БПК₅, ХПК, главные ионы солевого состава, биогенные и органические вещества, тяжелые металлы.

На Среднем Каспии температура воды в пределах 15,3- 30,1 °С, величина водородного показателя морской воды –7,7-8,43, содержание растворенного кислорода – 6,2-8,3 мг/дм³, БПК₅ – 0,97-3,6 мг/дм³, ХПК- 10,4-26,7 мг/дм³, взвешенные вещества-9,6-46,4 мг/дм³, минерализация – 9312,1-23931,6 мг/дм³.

Таблица 2.3- Результаты качества поверхностных вод Каспийского моря на территории Мангистауской области

№	Наименование ингредиентов	Единицы измерения	2023
			Средний Каспий
1	Визуальные наблюдения		Вода без посторонних предметов, без окрасок
2	Температура	°С	21,947
3	Водородный показатель		8,132
4	Растворенный кислород	мг/дм ³	7,527
5	Прозрачность	см	89,994
6	Взвешенные вещества	мг/дм ³	17,762
7	БПК ₅	мг/дм ³	2,434
8	ХПК	мг/дм ³	17,323
9	Гидрокарбонаты	мг/дм ³	216,876
10	Минерализация	мг/дм ³	12546,788
11	Натрий	мг/дм ³	2005,917
12	Калий	мг/дм ³	87,519
13	Сухой остаток	мг/дм ³	9515,955
14	Кальций	мг/дм ³	276,09
15	Магний	мг/дм ³	529,641
16	Сульфаты	мг/дм ³	3039,389
17	Хлориды	мг/дм ³	6412,99
18	Фосфат	мг/дм ³	0,129
19	Фосфор общий	мг/дм ³	0,012
20	Азот нитритный	мг/дм ³	0,017
21	Азот нитратный	мг/дм ³	1,6
22	Железо общее	мг/дм ³	0,072
23	Аммоний солевой	мг/дм ³	0,415
24	Свинец	мг/дм ³	0,0028
25	Медь	мг/дм ³	0,023
26	Цинк	мг/дм ³	0,029
27	АПВ /СПАВ	мг/дм ³	0,023
28	Фенолы	мг/дм ³	0,0009
29	Нефтепродукты	мг/дм ³	0,037

Состояние качества донных отложений Каспийского моря

Мониторинг качества донных отложений Среднего Каспия проводится в следующих точках: г. Актау (4 точки); прибрежные станции Форт-Шевченко (1 точка), Фетисово (1 точка), Каламкас (1 точка), Карабогаз (1 точка), район дамбы (3 точки), район п. Курык (3 точки), район маяка Адамтас (3 точки), Западный Бузачи (1 точка), Шакпак-Ата (1 точка), Канга (1 точка), Кызылозен (1 точка), Саура (1 точка), Некрополь Калын-Арбат (1 точка), Кызылкум (1 точка),

Северный Кендерли (1 точка), Южный Кендерли (1 точка), месторождения Каражанбас (1 точка), Арман (1 точка) -28 точек отбора.

Определяется содержание нефтепродуктов, меди, хрома, никеля, марганца, свинца, цинка.

В пробах донных отложений моря в г. Актау содержание марганца находилось в пределах 1,245-1,565 мг/кг, хрома – 0,026-0,043 мг/кг, нефтепродуктов – 0,023-0,0455 мг/кг, цинка – 1,145-1,295 мг/кг, никеля 1,15-1,32 мг/кг, свинца - 0,012-0,02 мг/кг и меди – 1,36 - 1,66 мг/кг.



Прибрежные станции В пробах донных отложений моря содержание марганца находилось в пределах 1,36-1,87 мг/кг, хрома – 0,02-0,087 мг/кг, нефтепродуктов – 0,042-0,139 мг/кг, цинка – 0,2-1,7 мг/кг, никеля – 1,26-1,71 мг/кг, свинца - 0,007-0,028 мг/кг и меди – 1,2-1,54 мг/кг.

Месторождения В пробах донных отложений моря содержание марганца находилось в пределах 1,48-1,725 мг/кг, хрома – 0,060-0,080 мг/кг, нефтепродуктов – 0,106-0,124 мг/кг, цинка – 1,1-1,25 мг/кг, никеля 1,23-1,45 мг/кг, меди – 1,24-1,62 мг/кг и свинца - 0,016-0,028 мг/кг.

Приграничная территория Среднего и Южного Каспия (маяк Адамтас)

В пробах донных отложений моря содержание марганца находилось в пределах 1,065-1,135 мг/кг, хрома – 0,04-0,054 мг/кг, нефтепродуктов – 0,029-0,041 мг/кг, цинка – 0,65-1 мг/кг, никеля 1,175-1,28 мг/кг, свинца - 0,00435-0,00695 мг/кг и меди – 1,16-1,345 мг/кг.

Район п. Курык В пробах донных отложений моря содержание марганца находилось в пределах 1,3 - 1,62 мг/кг, хрома – 0,03-0,04 мг/кг, нефтепродуктов – 0,043-0,048 мг/кг, цинка – 0,6-1 мг/кг, никеля 1,185-1,435 мг/кг, свинца - 0,009- 0,013 мг/кг и меди – 1,545-1,655 мг/кг.

Таблица 2.4- Информация по донным отложениям Каспийского моря на территории Мангистауской области

Водный объект и створ	Анализируемые компоненты	Концентрация
Форт-Шевченко	Медь, мг/кг	1,295
	Марганец, мг/кг	1,87
	Хром, мг/кг	0,087
	Нефтепродукты, мг/кг	0,128
	Свинец, мг/кг	0,026
	Цинк, мг/кг	1,64
	Никель, мг/кг.	1,71
Арман	Медь, мг/кг	1,535
	Марганец, мг/кг	1,43
	Хром, мг/кг	0,063
	Нефтепродукты, мг/кг	0,104
	Свинец, мг/кг	0,02
	Цинк, мг/кг	1,15
	Никель, мг/кг.	1,54
Кражанбас	Медь, мг/кг	1,51
	Марганец, мг/кг	1,785
	Хром, мг/кг	0,0495
	Нефтепродукты, мг/кг	0,126
	Свинец, мг/кг	0,017
	Цинк, мг/кг	1,085
	Никель, мг/кг.	1,5
г.Актау	Медь, мг/кг	1,36-1,66
	Марганец, мг/кг	1,245-1,565
	Хром, мг/кг	0,026-0,043
	Нефтепродукты, мг/кг	0,023-0,0455
	Свинец, мг/кг	0,012-0,02
	Цинк, мг/кг	1,145-1,295
	Никель, мг/кг.	1,15-1,32

Обзор состояния уровня моря 30 мая – 5 июня 2024 г. (Бюллетень по каспийскому морю №23 от 7 июня 2024 г.) В северной части Каспийского моря, по оперативным данным морских станций и постов Казгидромета: Пешной, Жанбай, Кулалы остров и Росгидромета (МГ Тюлений), среднее значение уровня моря соответствовало отметке минус 28,32 м, максимальное минус 27,18 м, минимальное минус 29,29 м. В средней части Каспийского моря, по оперативным данным морских станций и постов Казгидромета: Форт-Шевченко, Актау, Фетисово и Росгидромета (МГ Махачкала) среднее значение уровня Каспийского моря, в его



глубоководной части соответствовало отметке минус 28,99 м, максимальное минус 28,59 м, минимальное минус 29,40 м.

Состояние качества почвы на месторождениях Мангистауской области

Наблюдения за загрязнением почв проводился в 3 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 -1,301мг/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.



3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

3.1 Технологические и технико-экономические показатели вариантов

разработки

3.1.1 Технологические показатели вариантов разработки

В соответствие с динамикой разбуривания, с учетом плана расположения скважин, геолого-физических характеристик и добычных возможностей продуктивных пластов, принятых предельных толщин размещения скважин были рассчитаны технологические показатели вариантов разработки месторождения Каламкас.

В рекомендуемом варианте разработки предусматривается резервный фонд скважин с целью вовлечения в разработку отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые не вовлекаются в разработку скважинами основного фонда в пределах контура их размещения. Количество резервных скважин обосновывается с учетом характера и степени неоднородности продуктивных пластов (их прерывистости), плотности сетки скважин основного фонда и составляет до 10% от основного фонда скважин.

Технологические показатели по вариантам разработки в целом по месторождению представлены в таблицах 4.1-4.8, по объектам эксплуатации по рекомендуемому варианту разработки и по остальным вариантам по месторождению приведены в текстовых приложениях 1-96.

Схемы разбуривания эксплуатационных объектов по вариантам приведены в графических приложениях 76-96.

Ниже представлено описание основных технологических показателей по рассмотренным вариантам разработки месторождения.

Вариант 1. Основные технологические показатели представлены ниже:

- рентабельный период разработки – 15 лет (2024-2038 гг.);
- фонд добывающих нефтяных скважин – 2314 ед.;
- фонд нагнетательных скважин – 774 ед.;
- суммарная добыча нефти до конца рентабельного периода разработки – 202579,9 тыс.т;
- по месторождению в целом достигается КИН – 0,306 д.ед.;

Вариант 2. Основные технологические показатели представлены ниже:

- рентабельный период разработки – 38 лет (2024-2061 гг.);
- фонд добывающих нефтяных скважин – 2370 ед.;
- фонд нагнетательных скважин – 782 ед.;
- суммарная добыча нефти до конца рентабельного периода разработки – 230735,4 тыс.т;
- по месторождению в целом достигается КИН – 0,348 д.ед.;

Вариант 3. Основные технологические показатели представлены ниже:

- рентабельный период разработки – 38 лет (2024-2061 гг.);
- фонд добывающих нефтяных скважин – 2388 ед.;
- фонд нагнетательных скважин – 781 ед.;
- суммарная добыча нефти до конца рентабельного периода разработки – 232641,8 тыс.т;
- по месторождению в целом достигается КИН – 0,351 д.ед.;



Вариант 4. Основные технологические показатели представлены ниже:

- рентабельный период разработки – 43 лет (2024-2066 гг.);
- фонд добывающих нефтяных скважин – 2385 ед.;
- фонд нагнетательных скважин – 781 ед.;
- суммарная добыча нефти до конца рентабельного периода разработки – 241160,6 тыс.т;
- по месторождению в целом достигается КИН – 0,364 д.ед.;

Таким образом, исходя из технико-экономических расчетов наиболее приемлемым является 4 вариант разработки, по которому достигается утвержденный КИН.



Таблица 3.1 – Вариант 1. Основные технологические показатели разработки по месторождению в целом

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накоплен-ная добыча нефти, тыс. т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффи-циент нефтеизвлечения, %	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, млн. т		Обводнен-ность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компен-сация отбора закачкой, %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				Всего	мех. способом	Всего	мех. способом		Годовая	Накопленная		Годовая	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	3227,0	1,3	4,8	177982,6	73,8	26,8	48333,5	48333,5	1058528,5	1058528,5	93,3	47383,8	1222122,5	105	103,0	4571,4
2025	2928,0	1,2	4,6	180910,6	75,0	27,3	47417,1	47417,1	1105945,6	1105945,6	93,8	46424,4	1268546,9	105	96,4	4667,8
2026	2662,6	1,1	4,4	183573,2	76,1	27,7	46422,0	46422,0	1152367,6	1152367,6	94,3	45399,9	1313946,8	105	88,8	4756,6
2027	2434,7	1,0	4,2	186007,9	77,1	28,1	45444,1	45444,1	1197811,7	1197811,7	94,6	44402,2	1358349,0	105	82,0	4838,6
2028	2227,5	0,9	4,0	188235,4	78,0	28,4	44422,2	44422,2	1242233,9	1242233,9	95,0	43391,3	1401740,3	105	75,2	4913,8
2029	2052,1	0,9	3,9	190287,5	78,9	28,7	43302,4	43302,4	1285536,3	1285536,3	95,3	42313,4	1444053,7	105	68,8	4982,6
2030	1873,1	0,8	3,7	192160,6	79,6	29,0	42148,5	42148,5	1327684,8	1327684,8	95,6	41209,7	1485263,4	105	63,0	5045,6
2031	1719,4	0,7	3,5	193880,0	80,3	29,2	40969,9	40969,9	1368654,7	1368654,7	95,8	40081,0	1525344,4	105	57,5	5103,1
2032	1577,6	0,7	3,3	195457,6	81,0	29,5	39861,6	39861,6	1408516,3	1408516,3	96,0	39016,8	1564361,2	105	52,2	5155,3
2033	1439,1	0,6	3,1	196896,7	81,6	29,7	38894,9	38894,9	1447411,2	1447411,2	96,3	38092,7	1602453,9	105	47,3	5202,6
2034	1326,8	0,5	3,0	198223,5	82,1	29,9	37778,4	37778,4	1485189,6	1485189,6	96,5	37025,9	1639479,8	105	43,1	5245,7
2035	1223,3	0,5	2,8	199446,8	82,7	30,1	36576,8	36576,8	1521766,4	1521766,4	96,7	35866,0	1675345,8	105	39,1	5284,8
2036	1127,1	0,5	2,7	200573,9	83,1	30,3	35503,6	35503,6	1557270,0	1557270,0	96,8	34824,8	1710170,6	106	35,6	5320,3
2037	1042,9	0,4	2,6	201616,8	83,6	30,4	34601,3	34601,3	1591871,3	1591871,3	97,0	33949,8	1744120,4	106	32,8	5353,1
2038	963,1	0,4	2,4	202579,9	84,0	30,6	33699,6	33699,6	1625570,9	1625570,9	97,1	33061,6	1777182,0	106	30,2	5383,3

Таблица 3.2 – Вариант 1. Характеристика фонда скважин по месторождению в целом

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Фонд скважин с начала разработки	Перевод под нагнетания	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Выбытие скважин		Экспл. фонд скважин на конец года		Нагн. фонд скважин на конец года		Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут
	Всего	добы-вающих	нагнета-тельных				всего	в т.ч. нагнета-тельных	всего	в т.ч. действующие	всего	в т.ч. действующие	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, тыс м ³ в сутки	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	0	0	0	4381	0	3449,9	61	50	14	3	2314	2216	774	671	4,0	59,4
2025	0	0	0	4381	0	3449,9	71	57	15	1	2243	2159	759	670	3,7	60,1
2026	0	0	0	4381	0	3449,9	66	54	10	1	2177	2105	749	669	3,5	61,0
2027	0	0	0	4381	0	3449,9	71	55	19	8	2106	2050	730	661	3,3	61,7
2028	0	0	0	4381	0	3449,9	71	59	23	12	2035	1991	707	649	3,1	62,1
2029	0	0	0	4381	0	3449,9	74	61	24	12	1961	1930	683	637	3,0	62,3
2030	0	0	0	4381	0	3449,9	71	60	30	16	1890	1870	653	621	2,8	62,4
2031	0	0	0	4381	0	3449,9	71	64	27	19	1819	1806	626	602	2,6	62,2
2032	0	0	0	4381	0	3449,9	59	53	21	16	1760	1753	605	586	2,5	62,6
2033	0	0	0	4381	0	3449,9	56	50	19	15	1704	1703	586	571	2,3	62,7
2034	0	0	0	4381	0	3449,9	65	64	23	20	1639	1639	563	551	2,2	62,7



2035	0	0	0	4381	0	3449,9	57	58	19	19	1582	1581	544	532	2,1	62,6
2036	0	0	0	4381	0	3449,9	51	51	18	18	1531	1530	526	514	2,0	62,6
2037	0	0	0	4381	0	3449,9	43	44	14	14	1488	1486	512	500	1,9	62,8
2038	0	0	0	4381	0	3449,9	49	50	16	16	1439	1436	496	484	1,8	62,9

Таблица 3.3 – Вариант 2. Основные технологические показатели разработки по месторождению в целом

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накоп-я добыча нефти, тыс. т	Отбор извл-х запасов, %	Коефф-т нефтеизвл-я, %	Годовая добыча жид- ти, тыс. т		Накопл-я добыча жид-ти, млн. т		Обвод-ть продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м		Компенс-я отбора закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		нач-х	тек-х				Всего	мех. спос-м	Всего	мех. спос-м		Годовая	Накоп-я		Годовая	Накоп-я
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	3584,8	1,5	5,4	178340,4	73,9	26,9	48275,2	48275,2	1058470,2	1058470,2	92,6	47410,6	1222149,3	104	107,6	4576,0
2025	3534,9	1,5	5,6	181875,3	75,4	27,4	47826,8	47826,8	1106297,0	1106297,0	92,6	46955,2	1269104,5	104	106,2	4682,1
2026	3362,4	1,4	5,7	185237,7	76,8	27,9	46581,4	46581,4	1152878,4	1152878,4	92,8	45658,1	1314762,6	104	100,9	4783,1
2027	3190,3	1,3	5,7	188428,0	78,1	28,4	45242,4	45242,4	1198120,8	1198120,8	92,9	44241,3	1359003,9	104	95,8	4878,9
2028	3010,1	1,2	5,7	191438,1	79,3	28,9	44023,6	44023,6	1242144,4	1242144,4	93,2	43003,7	1402007,6	104	90,5	4969,3
2029	2816,5	1,2	5,6	194254,6	80,5	29,3	42752,0	42752,0	1284896,4	1284896,4	93,4	41746,3	1443753,9	104	84,5	5053,8
2030	2641,6	1,1	5,6	196896,2	81,6	29,7	41378,0	41378,0	1326274,4	1326274,4	93,6	40381,7	1484135,6	104	79,2	5133,1
2031	2482,5	1,0	5,6	199378,7	82,6	30,1	39922,5	39922,5	1366196,9	1366196,9	93,8	39006,7	1523142,3	104	74,5	5207,5
2032	2326,9	1,0	5,5	201705,6	83,6	30,4	38476,6	38476,6	1404673,5	1404673,5	94,0	37628,1	1560770,4	104	69,8	5277,4
2033	2187,5	0,9	5,5	203893,1	84,5	30,8	37153,8	37153,8	1441827,3	1441827,3	94,1	36342,1	1597112,5	104	65,6	5343,0
2034	2052,5	0,9	5,5	205945,6	85,3	31,1	35765,9	35765,9	1477593,2	1477593,2	94,3	34998,1	1632110,6	105	61,5	5404,5
2035	1934,5	0,8	5,5	207880,1	86,1	31,4	34343,8	34343,8	1511937,0	1511937,0	94,4	33649,7	1665760,3	105	58,1	5462,6
2036	1808,6	0,7	5,4	209688,7	86,9	31,6	33136,0	33136,0	1545073,0	1545073,0	94,5	32479,4	1698239,7	105	54,3	5516,9
2037	1693,3	0,7	5,4	211382,0	87,6	31,9	31862,3	31862,3	1576935,3	1576935,3	94,7	31236,3	1729476,0	105	50,8	5567,7
2038	1587,8	0,7	5,3	212969,8	88,3	32,1	30761,2	30761,2	1607696,5	1607696,5	94,8	30102,1	1759578,1	105	47,8	5615,5
2039	1487,5	0,6	5,2	214457,3	88,9	32,3	29495,4	29495,4	1637191,9	1637191,9	95,0	28813,8	1788391,9	105	44,6	5660,1
2040	1385,2	0,6	5,2	215842,5	89,4	32,6	28158,7	28158,7	1665350,6	1665350,6	95,1	27476,6	1815868,5	105	41,6	5701,6
2041	1293,2	0,5	5,1	217135,7	90,0	32,7	27117,5	27117,5	1692468,1	1692468,1	95,2	26438,4	1842306,9	104	38,8	5740,4
2042	1208,0	0,5	5,0	218343,7	90,5	32,9	26105,2	26105,2	1718573,3	1718573,3	95,4	25448,5	1867755,4	104	36,2	5776,6
2043	1133,0	0,5	4,9	219476,7	91,0	33,1	25047,4	25047,4	1743620,7	1743620,7	95,5	24421,0	1892176,4	105	34,0	5810,5
2044	1059,7	0,4	4,9	220536,4	91,4	33,3	23974,8	23974,8	1767595,5	1767595,5	95,6	23346,2	1915522,6	104	31,9	5842,4
2045	1001,5	0,4	4,8	221537,9	91,8	33,4	22845,4	22845,4	1790440,9	1790440,9	95,6	22154,0	1937676,6	104	30,1	5872,5
2046	939,8	0,4	4,8	222477,7	92,2	33,6	21833,5	21833,5	1812274,4	1812274,4	95,7	21132,8	1958809,4	104	28,1	5900,6
2047	872,1	0,4	4,6	223349,8	92,6	33,7	20960,1	20960,1	1833234,5	1833234,5	95,8	20290,9	1979100,3	104	26,3	5926,9
2048	816,0	0,3	4,5	224165,8	92,9	33,8	20249,7	20249,7	1853484,2	1853484,2	96,0	19595,1	1998695,4	104	24,7	5951,5
2049	759,2	0,3	4,4	224925,0	93,2	33,9	19626,1	19626,1	1873110,3	1873110,3	96,1	18964,2	2017659,6	104	22,8	5974,4
2050	707,5	0,3	4,3	225632,5	93,5	34,0	19010,5	19010,5	1892120,8	1892120,8	96,3	18333,7	2035993,3	104	21,4	5995,8
2051	656,4	0,3	4,2	226288,9	93,8	34,1	18253,4	18253,4	1910374,2	1910374,2	96,4	17572,7	2053566,0	103	19,7	6015,4
2052	620,8	0,3	4,1	226909,7	94,0	34,2	17382,9	17382,9	1927757,1	1927757,1	96,4	16705,7	2070271,7	103	18,5	6033,9



2053	585,4	0,2	4,1	227495,1	94,3	34,3	16653,9	16653,9	1944411,0	1944411,0	96,5	15968,4	2086240,1	103	17,5	6051,4
2054	543,1	0,2	3,9	228038,2	94,5	34,4	15285,6	15285,6	1959696,6	1959696,6	96,4	14757,4	2100997,5	104	16,3	6067,7
2055	513,1	0,2	3,9	228551,3	94,7	34,5	14647,4	14647,4	1974344,0	1974344,0	96,5	14117,8	2115115,3	104	15,5	6083,2
2056	430,8	0,2	3,4	228982,1	94,9	34,5	11786,4	11786,4	1986130,4	1986130,4	96,3	11334,5	2126449,8	103	12,9	6096,1
2057	402,4	0,2	3,3	229384,5	95,1	34,6	11240,3	11240,3	1997370,7	1997370,7	96,4	10796,5	2137246,3	103	12,0	6108,1
2058	376,2	0,2	3,2	229760,7	95,2	34,7	10670,3	10670,3	2008041,0	2008041,0	96,5	10230,4	2147476,7	103	11,3	6119,4
2059	351,7	0,1	3,0	230112,4	95,4	34,7	10217,4	10217,4	2018258,4	2018258,4	96,6	9783,1	2157259,8	103	10,6	6130,0
2060	325,0	0,1	2,9	230437,4	95,5	34,8	9727,8	9727,8	2027986,2	2027986,2	96,7	9370,1	2166629,9	104	9,7	6139,7
2061	298,0	0,1	2,7	230735,4	95,6	34,8	9357,4	9357,4	2037343,6	2037343,6	96,8	9125,7	2175755,6	105	8,8	6148,5

Таблица 3.4 – Вариант 2. Характеристика фонда скважин по месторождению в целом

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Фонд скважин с начала разработки	Перевод под нагнетания	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Выбытие скважин		Экспл. фонд скважин на конец года		Нагн. фонд скважин на конец года		Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость одной нагнетательной скважины, м3/сут
	Всего	добы- вающих	нагнета- тельных				всего	в т.ч. нагнета- тельных	всего	в т.ч. действующие	всего	в т.ч. действующие	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, тыс. м3 в сутки	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	65	59	6	4446	0	3501,1	64	53	12	1	2370	2272	782	679	4,4	58,7
2025	0	0	0	4446	0	3501,1	74	60	16	2	2296	2212	766	677	4,3	58,8
2026	0	0	0	4446	0	3501,1	76	63	17	6	2220	2149	749	671	4,3	59,0
2027	0	0	0	4446	0	3501,1	78	61	25	12	2142	2088	724	659	4,2	59,1
2028	0	0	0	4446	1	3501,1	70	57	30	17	2071	2030	695	643	4,1	59,3
2029	0	0	0	4446	0	3501,1	72	59	34	21	1999	1971	661	622	3,9	59,5
2030	0	0	0	4446	0	3501,1	67	56	30	15	1932	1915	631	607	3,8	59,6
2031	0	0	0	4446	0	3501,1	64	57	26	17	1868	1858	605	590	3,7	59,6
2032	0	0	0	4446	1	3501,1	64	58	24	18	1803	1799	582	573	3,6	59,7
2033	0	0	0	4446	0	3501,1	56	50	22	17	1747	1749	560	556	3,5	59,7
2034	0	0	0	4446	0	3501,1	67	66	22	18	1680	1683	538	538	3,4	59,7
2035	0	0	0	4446	0	3501,1	52	53	15	15	1628	1630	523	523	3,4	59,8
2036	0	0	0	4446	1	3501,1	55	55	17	17	1572	1574	507	507	3,3	59,8
2037	0	0	0	4446	1	3501,1	53	54	21	21	1518	1519	487	487	3,2	59,8
2038	0	0	0	4446	1	3501,1	54	55	15	15	1463	1463	473	473	3,1	59,9
2039	0	0	0	4446	0	3501,1	64	64	17	17	1399	1399	456	456	3,0	59,9
2040	0	0	0	4446	0	3501,1	55	55	18	18	1344	1344	438	438	3,0	60,0
2041	0	0	0	4446	0	3501,1	52	52	17	17	1292	1292	421	421	2,9	60,1
2042	0	0	0	4446	0	3501,1	49	49	15	15	1243	1243	406	406	2,8	60,1
2043	0	0	0	4446	0	3501,1	51	51	17	17	1192	1192	389	389	2,7	60,1
2044	0	0	0	4446	0	3501,1	55	55	21	21	1137	1137	368	368	2,7	60,1
2045	0	0	0	4446	0	3501,1	57	57	21	21	1080	1080	347	347	2,6	60,1
2046	0	0	0	4446	0	3501,1	47	47	14	14	1033	1033	333	333	2,6	60,0
2047	0	0	0	4446	0	3501,1	36	36	13	13	997	997	320	320	2,5	60,0



2048	0	0	0	4446	0	3501,1	33	33	11	11	964	964	309	309	2,4	59,9
2049	0	0	0	4446	0	3501,1	32	32	8	8	932	932	301	301	2,3	60,0
2050	0	0	0	4446	0	3501,1	34	34	13	13	898	898	288	288	2,2	60,1
2051	0	0	0	4446	0	3501,1	38	38	14	14	860	860	274	274	2,2	60,1
2052	0	0	0	4446	0	3501,1	36	36	11	11	824	824	263	263	2,1	60,1
2053	0	0	0	4446	0	3501,1	35	35	11	11	789	789	252	252	2,1	59,8
2054	0	0	0	4446	0	3501,1	52	52	17	17	737	737	235	235	2,1	59,1
2055	0	0	0	4446	0	3501,1	27	27	9	9	710	710	226	226	2,1	58,7
2056	0	0	0	4446	0	3501,1	162	162	56	56	548	548	170	170	2,2	60,9
2057	0	0	0	4446	0	3501,1	25	25	8	8	523	523	162	162	2,2	60,6
2058	0	0	0	4446	0	3501,1	20	20	6	6	503	503	156	156	2,1	60,3
2059	0	0	0	4446	0	3501,1	20	20	6	6	483	483	150	150	2,1	60,0
2060	0	0	0	4446	0	3501,1	16	16	5	5	467	467	145	145	2,0	59,9
2061	0	0	0	4446	0	3501,1	33	33	3	3	434	434	142	142	2,0	62,2

Таблица 3.5 – Вариант 3. Основные технологические показатели разработки по месторождению в целом

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накоплен-ная добыча нефти тыс. т	Отбор извлека-емых запасов, %	Коэффи-циент нефтеизвле-чения, %	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, млн. т		Обводнен-ность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м3		Компен-сация отбора закачкой, %	Добыча газа, млн.м3	
		начальных	текущих				Всего	мех. способом	Всего	мех. способом		Годовая	Накопленная		Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	3581,0	1,5	5,4	178336,6	73,9	26,9	48420,7	48420,7	1058615,7	1058615,7	92,6	47593,2	1222331,9	105	107,5	4575,9
2025	3592,0	1,5	5,7	181928,6	75,4	27,4	48383,2	48383,2	1106998,9	1106998,9	92,6	47570,5	1269902,4	105	107,8	4683,6
2026	3514,9	1,5	5,9	185443,5	76,8	28,0	48112,3	48112,3	1155111,2	1155111,2	92,7	47297,5	1317199,9	105	105,4	4789,1
2027	3391,5	1,4	6,1	188835,0	78,3	28,5	47516,5	47516,5	1202627,7	1202627,7	92,9	46665,7	1363865,6	105	101,9	4891,0
2028	3232,2	1,3	6,2	192067,2	79,6	29,0	46881,4	46881,4	1249509,1	1249509,1	93,1	46036,8	1409902,4	105	97,0	4987,9
2029	3051,6	1,3	6,2	195118,8	80,9	29,4	46157,8	46157,8	1295666,9	1295666,9	93,4	45344,8	1455247,2	105	91,5	5079,4
2030	2902,9	1,2	6,3	198021,7	82,1	29,9	45329,9	45329,9	1340996,8	1340996,8	93,6	44548,4	1499795,6	105	87,1	5166,6
2031	2763,6	1,1	6,4	200785,3	83,2	30,3	44433,7	44433,7	1385430,5	1385430,5	93,8	43748,6	1543544,2	105	83,0	5249,5
2032	2620,4	1,1	6,5	203405,7	84,3	30,7	43520,0	43520,0	1428950,5	1428950,5	94,0	42917,4	1586461,6	105	78,6	5328,2
2033	2489,1	1,0	6,6	205894,8	85,3	31,1	42666,6	42666,6	1471617,1	1471617,1	94,2	42124,2	1628585,8	105	74,4	5402,6
2034	2362,2	1,0	6,7	208257,0	86,3	31,4	41755,1	41755,1	1513372,2	1513372,2	94,3	41281,7	1669867,5	106	70,9	5473,5
2035	2247,9	0,9	6,8	210504,9	87,2	31,7	40834,5	40834,5	1554206,7	1554206,7	94,5	40459,4	1710326,9	106	67,5	5541,0
2036	2110,6	0,9	6,9	212615,5	88,1	32,1	39928,9	39928,9	1594135,6	1594135,6	94,7	39605,0	1749931,9	106	63,3	5604,3
2037	1973,5	0,8	6,9	214589,0	88,9	32,4	38678,9	38678,9	1632814,5	1632814,5	94,9	38376,0	1788307,9	106	59,2	5663,5
2038	1847,6	0,8	6,9	216436,6	89,7	32,6	37616,8	37616,8	1670431,3	1670431,3	95,1	37272,4	1825580,3	106	55,4	5718,9
2039	1726,5	0,7	6,9	218163,1	90,4	32,9	36358,5	36358,5	1706789,8	1706789,8	95,3	35977,8	1861558,1	106	51,8	5770,7
2040	1607,1	0,7	6,9	219770,2	91,1	33,1	34876,9	34876,9	1741666,7	1741666,7	95,4	34476,9	1896035,0	106	48,2	5818,8
2041	1499,2	0,6	7,0	221269,4	91,7	33,4	33715,5	33715,5	1775382,2	1775382,2	95,6	33308,9	1929343,9	106	45,0	5863,8
2042	1108,6	0,5	5,5	222378,0	92,2	33,5	28075,0	28075,0	1803457,2	1803457,2	96,1	27003,5	1956347,4	103	33,3	5897,1



2043	1039,0	0,4	5,5	223417,0	92,6	33,7	26984,4	26984,4	1830441,6	1830441,6	96,1	25941,6	1982289,0	103	31,3	5928,3
2044	969,2	0,4	5,4	224386,2	93,0	33,8	25896,3	25896,3	1856337,9	1856337,9	96,3	24863,8	2007152,8	103	29,2	5957,5
2045	800,6	0,3	4,7	225186,8	93,3	34,0	20875,0	20875,0	1877212,9	1877212,9	96,2	19910,3	2027063,1	102	24,1	5981,6
2046	747,8	0,3	4,6	225934,6	93,6	34,1	20118,4	20118,4	1897331,3	1897331,3	96,3	19145,6	2046208,7	102	22,4	6004,0
2047	690,5	0,3	4,5	226625,1	93,9	34,2	19359,7	19359,7	1916691,0	1916691,0	96,4	18407,9	2064616,6	102	20,7	6024,7
2048	645,3	0,3	4,4	227270,4	94,2	34,3	18552,2	18552,2	1935243,2	1935243,2	96,5	17615,2	2082231,8	102	19,5	6044,1
2049	599,4	0,2	4,3	227869,8	94,4	34,4	17703,3	17703,3	1952946,5	1952946,5	96,6	16772,8	2099004,6	102	18,0	6062,2
2050	556,8	0,2	4,1	228426,6	94,7	34,5	16914,1	16914,1	1969860,6	1969860,6	96,7	15981,9	2114986,5	102	16,8	6079,0
2051	514,3	0,2	4,0	228940,9	94,9	34,5	16071,3	16071,3	1985931,9	1985931,9	96,8	15144,6	2130131,1	101	15,6	6094,5
2052	483,3	0,2	3,9	229424,2	95,1	34,6	15124,6	15124,6	2001056,5	2001056,5	96,8	14209,9	2144341,0	101	14,5	6109,0
2053	454,0	0,2	3,8	229878,2	95,3	34,7	14323,5	14323,5	2015380,0	2015380,0	96,8	13405,5	2157746,5	101	13,7	6122,7
2054	429,1	0,2	3,8	230307,3	95,4	34,7	13427,2	13427,2	2028807,2	2028807,2	96,8	12538,4	2170284,9	100	13,0	6135,7
2055	407,0	0,2	3,7	230714,3	95,6	34,8	12696,5	12696,5	2041503,7	2041503,7	96,8	11836,3	2182121,2	100	12,3	6148,0
2056	381,8	0,2	3,6	231096,1	95,8	34,9	12017,7	12017,7	2053521,4	2053521,4	96,8	11195,9	2193317,1	100	11,5	6159,5
2057	355,9	0,1	3,5	231452,0	95,9	34,9	11276,4	11276,4	2064797,8	2064797,8	96,8	10493,9	2203811,0	100	10,6	6170,1
2058	331,8	0,1	3,4	231783,8	96,1	35,0	10507,4	10507,4	2075305,2	2075305,2	96,8	9758,8	2213569,8	100	10,1	6180,2
2059	309,5	0,1	3,2	232093,3	96,2	35,0	9939,9	9939,9	2085245,1	2085245,1	96,9	9210,8	2222780,6	100	9,3	6189,5
2060	285,8	0,1	3,1	232379,1	96,3	35,0	9329,8	9329,8	2094574,9	2094574,9	96,9	8691,1	2231471,7	100	8,6	6198,1
2061	262,7	0,1	2,9	232641,8	96,4	35,1	8831,0	8831,0	2103405,9	2103405,9	97,0	8270,4	2239742,1	101	7,8	6205,9

Таблица 3.6 – Вариант 3. Характеристика фонда скважин по месторождению в целом

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Фонд скважин с начала разработки	Перевод под нагнетания	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Выбытие скважин		Экспл. фонд скважин на конец года		Нагн. фонд скважин на конец года		Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут
	Всего	добы- вающих	нагнета- тельных				всего	в т.ч. нагнета- тельных	всего	в т.ч. действующие	всего	в т.ч. действующие	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, тыс. м³ в сутки	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	61	55	6	4442	0	3497,9	42	31	13	2	2388	2290	781	678	4,3	58,6
2025	51	46	5	4493	0	3538,1	58	44	15	1	2376	2292	771	682	4,3	58,4
2026	42	38	4	4535	0	3571,1	59	46	12	1	2355	2284	763	685	4,3	58,3
2027	34	30	4	4569	0	3597,9	60	43	16	3	2325	2271	751	686	4,1	58,0
2028	30	26	4	4599	1	3621,5	56	43	18	5	2294	2253	738	686	4,0	57,8
2029	29	25	4	4628	0	3644,4	49	36	16	3	2270	2242	726	687	3,8	57,5
2030	28	24	4	4656	0	3666,4	54	43	20	5	2240	2223	710	686	3,7	57,2
2031	27	23	4	4683	0	3687,7	50	43	18	9	2213	2203	696	681	3,5	56,9
2032	26	22	4	4709	1	3708,2	47	41	15	9	2187	2183	686	677	3,4	56,6
2033	24	20	4	4733	0	3727,1	49	43	13	8	2158	2160	677	673	3,3	56,3
2034	21	18	3	4754	0	3743,6	53	52	20	16	2123	2126	660	660	3,2	56,1
2035	19	16	3	4773	0	3758,6	41	42	14	14	2098	2100	649	649	3,1	55,9
2036	0	0	0	4773	1	3758,6	49	49	14	14	2048	2050	636	636	2,9	55,8
2037	0	0	0	4773	1	3758,6	42	43	14	14	2005	2006	623	623	2,8	55,5
2038	0	0	0	4773	1	3758,6	48	49	15	15	1956	1956	609	609	2,7	55,3
2039	0	0	0	4773	0	3758,6	64	64	22	22	1892	1892	587	587	2,6	55,1



2040	0	0	0	4773	0	3758,6	56	56	16	16	1836	1836	571	571	2,5	54,7
2041	0	0	0	4773	0	3758,6	48	48	14	14	1788	1788	557	557	2,4	54,5
2042	0	0	0	4773	0	3758,6	475	475	141	141	1313	1313	416	416	2,4	61,0
2043	0	0	0	4773	0	3758,6	53	53	13	13	1260	1260	403	403	2,4	61,1
2044	0	0	0	4773	0	3758,6	54	54	20	20	1206	1206	383	383	2,3	61,1
2045	0	0	0	4773	0	3758,6	287	287	104	104	919	919	279	279	2,5	64,6
2046	0	0	0	4773	0	3758,6	35	35	10	10	884	884	269	269	2,4	64,6
2047	0	0	0	4773	0	3758,6	33	33	10	10	851	851	259	259	2,3	64,7
2048	0	0	0	4773	0	3758,6	45	45	14	14	806	806	245	245	2,3	64,7
2049	0	0	0	4773	0	3758,6	37	37	13	13	769	769	232	232	2,2	64,8
2050	0	0	0	4773	0	3758,6	38	38	13	13	731	731	219	219	2,1	64,9
2051	0	0	0	4773	0	3758,6	40	40	12	12	691	691	207	207	2,1	65,0
2052	0	0	0	4773	0	3758,6	37	37	14	14	654	654	193	193	2,1	65,1
2053	0	0	0	4773	0	3758,6	37	37	10	10	617	617	183	183	2,1	65,0
2054	0	0	0	4773	0	3758,6	33	33	10	10	584	584	173	173	2,1	64,7
2055	0	0	0	4773	0	3758,6	28	28	10	10	556	556	163	163	2,1	64,3
2056	0	0	0	4773	0	3758,6	32	32	9	9	524	524	154	154	2,0	64,2
2057	0	0	0	4773	0	3758,6	33	33	11	11	491	491	143	143	2,0	63,8
2058	0	0	0	4773	0	3758,6	27	27	9	9	464	464	134	134	2,0	63,5
2059	0	0	0	4773	0	3758,6	24	24	5	5	440	440	129	129	2,0	63,4
2060	0	0	0	4773	0	3758,6	23	23	9	9	417	417	120	120	1,9	63,4
2061	0	0	0	4773	0	3758,6	30	30	5	5	387	387	115	115	1,9	64,7

Таблица 3.7 – Вариант 4. Основные технологические показатели разработки по месторождению в целом

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накоплен-ная добыча нефти тыс. т	Отбор извлека-емых запасов, %	Коэффи-циент нефтеизвле-чения, %	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости млн. т		Обводнен-ность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м3		Компен-сация отбора закачкой, %	Добыча газа, млн.м3	
		начальных	текущих				Всего	мех. способом	Всего	мех. способом		Годовая	Накопленная		Годовая	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	3597,0	1,5	5,4	178352,6	73,9	26,9	48018,0	48018,0	1058213,0	1058213,0	92,5	47198,0	1221936,7	105	108,1	4576,5
2025	3605,0	1,5	5,7	181957,6	75,4	27,4	48132,4	48132,4	1106345,4	1106345,4	92,5	47373,6	1269310,3	105	110,9	4687,3
2026	3585,0	1,5	6,0	185542,6	76,9	28,0	47852,0	47852,0	1154197,4	1154197,4	92,5	47124,4	1316434,7	105	110,8	4798,2
2027	3520,0	1,5	6,3	189062,6	78,3	28,5	47360,6	47360,6	1201558,0	1201558,0	92,6	46641,4	1363076,1	105	109,3	4907,5
2028	3480,0	1,4	6,7	192542,6	79,8	29,0	46820,5	46820,5	1248378,5	1248378,5	92,6	46153,0	1409229,1	105	107,3	5014,7
2029	3450,0	1,4	7,1	195992,6	81,2	29,6	46209,5	46209,5	1294588,0	1294588,0	92,5	45621,7	1454850,8	105	104,4	5119,1
2030	3388,1	1,4	7,5	199380,7	82,6	30,1	45471,8	45471,8	1340059,8	1340059,8	92,5	44954,2	1499805,0	105	101,7	5220,9
2031	3270,7	1,4	7,8	202651,4	84,0	30,6	44578,9	44578,9	1384638,7	1384638,7	92,7	44177,3	1543982,3	105	98,2	5319,0
2032	3100,0	1,3	8,0	205751,4	85,3	31,0	43755,3	43755,3	1428394,0	1428394,0	92,9	43459,8	1587442,1	106	93,9	5413,0
2033	2982,6	1,2	8,4	208734,0	86,5	31,5	42998,6	42998,6	1471392,6	1471392,6	93,1	42776,1	1630218,2	106	89,5	5502,5
2034	2828,4	1,2	8,7	211562,4	87,7	31,9	42114,8	42114,8	1513507,4	1513507,4	93,3	41966,9	1672185,1	106	84,7	5587,2



2035	2677,0	1,1	9,0	214239,4	88,8	32,3	41154,8	41154,8	1554662,2	1554662,2	93,5	41105,6	1713290,7	107	80,3	5667,5
2036	2488,8	1,0	9,2	216728,2	89,8	32,7	40143,9	40143,9	1594806,1	1594806,1	93,8	40141,7	1753432,4	107	74,7	5742,2
2037	2370,0	1,0	9,6	219098,2	90,8	33,0	38976,1	38976,1	1633782,2	1633782,2	93,9	39002,1	1792434,5	107	69,0	5811,2
2038	2253,0	0,9	10,1	221351,2	91,7	33,4	38010,0	38010,0	1671792,2	1671792,2	94,1	38000,4	1830434,9	107	64,3	5875,5
2039	1987,5	0,8	10,0	223338,7	92,6	33,7	36784,2	36784,2	1708576,4	1708576,4	94,6	36737,3	1867172,2	107	59,7	5935,2
2040	1851,6	0,8	10,3	225190,3	93,3	34,0	35469,6	35469,6	1744046,0	1744046,0	94,8	35415,0	1902587,2	107	55,5	5990,6
2041	1738,8	0,7	10,8	226929,1	94,0	34,2	34490,0	34490,0	1778536,0	1778536,0	95,0	34442,0	1937029,2	107	52,1	6042,7
2042	1450,0	0,6	10,1	228379,1	94,6	34,4	26728,4	26728,4	1805264,4	1805264,4	94,6	25718,2	1962747,4	103	39,7	6082,4
2043	1275,0	0,5	9,9	229654,1	95,2	34,6	25761,7	25761,7	1831026,1	1831026,1	95,1	24753,5	1987500,9	103	34,9	6117,2
2044	1179,0	0,5	10,1	230833,1	95,7	34,8	24763,1	24763,1	1855789,2	1855789,2	95,2	23768,4	2011269,3	103	33,2	6150,4
2045	1045,0	0,4	10,0	231878,1	96,1	35,0	23970,9	23970,9	1879760,1	1879760,1	95,6	22912,3	2034181,6	103	31,5	6181,9
2046	900,0	0,4	9,5	232778,1	96,5	35,1	18549,9	18549,9	1898310,0	1898310,0	95,1	17640,6	2051822,2	102	28,4	6210,3
2047	805,9	0,3	9,4	233584,0	96,8	35,2	15373,3	15373,3	1913683,3	1913683,3	94,8	14531,8	2066354,0	101	24,1	6234,4
2048	757,8	0,3	9,8	234341,8	97,1	35,3	14786,2	14786,2	1928469,5	1928469,5	94,9	13955,4	2080309,4	101	22,7	6257,0
2049	715,7	0,3	10,3	235057,5	97,4	35,5	14249,5	14249,5	1942719,0	1942719,0	95,0	13418,7	2093728,1	101	21,5	6278,6
2050	650,0	0,3	10,4	235707,5	97,7	35,6	13751,9	13751,9	1956470,9	1956470,9	95,3	12914,0	2106642,1	101	20,3	6298,9
2051	634,4	0,3	11,3	236341,9	97,9	35,6	13129,2	13129,2	1969600,1	1969600,1	95,2	12295,9	2118938,0	100	19,1	6317,9
2052	604,0	0,3	12,2	236945,9	98,2	35,7	12387,9	12387,9	1981988,0	1981988,0	95,1	11564,9	2130502,9	100	18,1	6336,0
2053	574,7	0,2	13,2	237520,6	98,4	35,8	11777,1	11777,1	1993765,1	1993765,1	95,1	10945,8	2141448,7	100	17,2	6353,2
2054	544,7	0,2	14,4	238065,3	98,7	35,9	11093,6	11093,6	2004858,7	2004858,7	95,1	10287,5	2151736,2	99	16,4	6369,6
2055	523,6	0,2	16,2	238588,9	98,9	36,0	10379,6	10379,6	2015238,3	2015238,3	95,0	9604,9	2161341,1	99	15,8	6385,4
2056	483,6	0,2	17,8	239072,5	99,1	36,1	8552,9	8552,9	2023791,2	2023791,2	94,3	7861,2	2169202,3	98	14,5	6399,9
2057	376,9	0,2	16,9	239449,4	99,2	36,1	7192,9	7192,9	2030984,1	2030984,1	94,8	6503,5	2175705,8	97	11,3	6411,2
2058	352,9	0,1	19,0	239802,3	99,4	36,2	6736,7	6736,7	2037720,8	2037720,8	94,8	6075,3	2181781,1	97	10,6	6421,8
2059	296,5	0,1	19,7	240098,8	99,5	36,2	6366,6	6366,6	2044087,4	2044087,4	95,3	5711,0	2187492,1	96	9,0	6430,8
2060	275,3	0,1	22,8	240374,1	99,6	36,3	6042,9	6042,9	2050130,3	2050130,3	95,4	5425,8	2192917,9	96	8,2	6439,0
2061	251,4	0,1	26,9	240625,5	99,7	36,3	5827,1	5827,1	2055957,4	2055957,4	95,7	5292,5	2198210,4	97	7,6	6446,6
2062	191,3	0,1	28,1	240816,8	99,8	36,3	5240,4	5240,4	2061197,8	2061197,8	96,3	5062,3	2203272,7	104	5,8	6452,4
2063	93,9	0,0	19,2	240910,7	99,8	36,3	3379,5	3379,5	2064577,3	2064577,3	97,2	3419,8	2206692,5	109	2,8	6455,2
2064	57,4	0,0	14,5	240968,1	99,9	36,3	2618,2	2618,2	2067195,5	2067195,5	97,8	2564,1	2209256,6	106	1,7	6456,9
2065	51,1	0,0	15,1	241019,2	99,9	36,4	2454,3	2454,3	2069649,8	2069649,8	97,9	2405,9	2211662,5	106	1,5	6458,4
2066	44,8	0,0	15,6	241064,0	99,9	36,4	2188,4	2188,4	2071838,2	2071838,2	98,0	2142,0	2213804,5	106	1,3	6459,7

Таблица 3.8 – Вариант 4. Характеристика фонда скважин по месторождению в целом

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Фонд скважин с начала разработки	Перевод под нагнетания	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Выбытие скважин		Экспл. фонд скважин на конец года		Нагн. фонд скважин на конец года		Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут
	Всего	добы- вавших	нагнета- тельных				всего	т.ч. нагнета- тельных	всего	в т.ч. действующие	всего	в т.ч. действующие	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, тыс. м³ в сутки	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	61	55	6	4442	0	3498	45	34	13	2	2385	2287	781	678	4,4	58,2
2025	51	46	5	4493	0	3538	64	50	15	1	2367	2283	771	682	4,4	58,1
2026	42	38	4	4535	0	3571	63	50	12	1	2342	2271	763	685	4,4	58,2
2027	34	30	4	4569	0	3598	64	47	16	3	2308	2254	751	686	4,3	58,1



2028	30	26	4	4599	1	3622	64	51	18	5	2269	2228	738	686	4,3	58,1
2029	29	25	4	4628	0	3644	60	47	16	3	2266	2238	726	687	4,3	58,0
2030	28	24	4	4656	0	3666	64	53	24	9	2258	2241	706	682	4,3	58,0
2031	27	23	4	4683	0	3688	64	57	28	19	2248	2238	682	667	4,2	57,9
2032	26	22	4	4709	1	3708	56	50	20	14	2243	2239	667	658	4,1	57,8
2033	24	20	4	4733	0	3727	58	52	20	15	2234	2236	651	647	4,0	57,7
2034	21	18	3	4754	0	3744	65	64	28	24	2216	2219	626	626	3,9	57,6
2035	19	16	3	4773	0	3759	54	55	19	19	2206	2208	610	610	3,7	57,6
2036	0	0	0	4773	1	3759	60	60	21	21	2173	2175	590	590	3,6	57,5
2037	0	0	0	4773	1	3759	52	53	18	18	2146	2147	573	573	3,5	57,5
2038	0	0	0	4773	1	3759	55	56	22	22	2116	2116	552	552	3,4	57,6
2039	0	0	0	4773	0	3759	66	66	23	23	2050	2076	529	529	3,1	57,6
2040	0	0	0	4773	0	3759	58	58	18	18	1992	2018	511	511	3,0	57,6
2041	0	0	0	4773	0	3759	43	43	11	11	1949	1975	500	500	2,9	57,6
2042	0	0	0	4773	0	3759	465	465	137	137	1484	1510	363	363	3,3	60,7
2043	0	0	0	4773	0	3759	44	44	9	9	1440	1466	354	354	3,0	60,7
2044	0	0	0	4773	0	3759	45	45	15	15	1395	1421	339	339	2,9	60,6
2045	0	0	0	4773	0	3759	47	47	18	18	1348	1374	321	321	2,7	61,1
2046	0	0	0	4773	0	3759	297	297	103	103	1051	1077	218	218	3,1	64,2
2047	0	0	0	4773	0	3759	35	35	12	12	1016	1042	206	206	2,9	55,8
2048	0	0	0	4773	0	3759	122	122	34	34	894	920	172	172	3,0	59,4
2049	0	0	0	4773	0	3759	23	23	6	6	871	897	166	166	3,2	63,7
2050	0	0	0	4773	0	3759	26	26	9	9	845	871	157	157	3,0	63,8
2051	0	0	0	4773	0	3759	31	31	7	7	814	840	150	150	3,1	63,9
2052	0	0	0	4773	0	3759	32	32	12	12	782	808	138	138	3,1	64,1
2053	0	0	0	4773	0	3759	24	24	7	7	758	784	131	131	3,1	64,0
2054	0	0	0	4773	0	3759	33	33	8	8	725	751	123	123	3,1	63,6
2055	0	0	0	4773	0	3759	27	27	8	8	698	724	115	115	3,2	63,1
2056	0	0	0	4773	0	3759	123	123	39	39	575	601	76	76	3,6	64,2
2057	0	0	0	4773	0	3759	24	24	6	6	551	577	70	70	3,4	65,1
2058	0	0	0	4773	0	3759	16	16	4	4	535	561	66	66	3,4	64,9
2059	0	0	0	4773	0	3759	18	18	3	3	517	543	63	63	3,0	64,8
2060	0	0	0	4773	0	3759	7	7	1	1	510	536	62	62	3,0	65,6
2061	0	0	0	4773	0	3759	14	14	1	1	496	522	61	61	2,9	67,6
2062	0	0	0	4773	0	3759	44	44	3	3	452	478	58	58	2,6	71,4
2063	0	0	0	4773	0	3759	91	91	30	30	361	387	28	28	1,7	60,8
2064	0	0	0	4773	0	3759	13	13	1	1	348	374	27	27	1,5	69,5
2065	0	0	0	4773	0	3759	3	3	2	2	345	371	25	25	1,4	69,1
2066	0	0	0	4773	0	3759	2	2	0	0	343	369	25	25	1,3	65,1



3.1.2. Экономические показатели вариантов разработки

Экономическая оценка вариантов разработки месторождения Каламкас 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 Каламкас 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 разным и по первому варианту составляет 26 лет с 2024 по 2049 гг., по второму варианту составляет 57 лет с 2024 по 2080 гг., по третьему варианту составляет 57 лет с 2024 по 2080 гг., по четвертому варианту 51 лет с 2024 по 2074 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 Каламкас 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 460 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 2024-2028 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 56% на внутренний рынок и 44% - на внешний рынок;
- газ в данном проекте 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 приняты ставки дисконтирования 8,14% на уровне собственного капитала АО НК «Казмунайгаз», ставки WACC АО НК «Казмунайгаз» 11,5% и ставки WACC АО «Мангистаумунайгаз» 14,34%.

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.

В связи с тем, что окупаемость вышеуказанных исторических затрат на момент составления отчета уже наступила, и в настоящем проекте данные затраты не были учтены в полной мере, то есть в расчетах была учтена их остаточная стоимость.

Сравнительный анализ технико-технологических показателей за проектный период по вариантам разработки представлен в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Техничко-технологические показатели по рассматриваемым вариантам

№ п/п	Наименование показателей	ЕИ	Показатели за проектный период			
			1 вариант	2 вариант	3 вариант	4 вариант
1	Проектный срок	годы	2024 - 2049	2024 - 2080	2024 - 2080	2024 - 2074
2	Количество лет проектного срока	лет	26	57	57	51
3	Объем добычи жидкости	тыс. тонн	930 773	1 109 618	1 157 117	1 067 685
4	Объем добычи нефти	тыс. тонн	34 528	57 980	59 322	66 495
5	Объем добычи попутного газа	млн. м ³	1 125	1 741	1 781	1 997
6	Объем закачки воды	тыс. тонн	911 863	1 083 220	1 126 281	1 044 698
7	Бурение новых скважин:	единиц	-	65	392	392
7.1	вертикальные	единиц	-	59	343	343
7.3	водонагнетательные	единиц	-	6	49	49
8	КИН	д.е.	0,316	0,351	0,353	0,364

3.2 Техничко-экономический анализ проектных решений

Техничко-экономическая оценка проведена по четырем вариантам разработки, отличающимся между собой различными технико-технологическими характеристиками и системой разработки месторождения Каламкас.



При принятых условиях и допущениях, представленный проект экономически эффективен по всем четырем вариантам разработки. Для выбора наилучшего варианта разработки месторождения Каламкас проведено сравнение результатов основных технико-экономических показателей по всем рассматриваемым вариантам, приведенных в сводной таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Интегральные экономические показатели за рентабельный период

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам			
		1	2	3	4
Проектный период	годы	2024 - 2049	2024 - 2080	2024 - 2080	2024 - 2074
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.тонн	930 773	1 109 618	1 157 117	1 067 685
Проектный уровень добычи нефти	тыс.тонн	34 528	57 980	59 322	66 495
Проектный уровень добычи попутного газа	млн.м ³	1 125	1 741	1 781	1 997
Проектный уровень закачки воды	тыс.тонн	911 863	1 083 220	1 126 281	1 044 698
Коэффициент извлечения нефти за проектный период	д.е.	0,316	0,351	0,353	0,364
Рентабельный период	годы	2024 - 2038	2024 - 2061	2024 - 2061	2024 - 2066
Добыча жидкости	тыс.тонн	615 376	1 027 149	1 093 211	1 061 643
Добыча нефти	тыс.тонн	27 824	55 980	57 886	66 308
Добыча попутного газа	млн.м ³	915	1 680	1 738	1 991
Закачка воды	тыс.тонн	602 443	1 001 017	1 065 003	1 039 066
Экономически обоснованный КИН	д.е.	0,306	0,348	0,351	0,364
Ввод новых скважин из бурения	сквж	0	65	392	392
Вертикальные	сквж	0	59	343	343
Водонагнетательные	сквж	0	6	49	49
Суммарная выручка от реализации	млн. \$	10 068,9	23 202,7	23 627,6	27 399,6
Капитальные затраты, (без НДС)	млн. \$	112,3	180,8	471,1	471,1
в строительство скважин	млн. \$	0,0	42,2	269,4	269,4
в нефтепромысловое строительство	млн. \$	112,3	138,6	201,8	201,8
Эксплуатационные затраты с уч. амортизации	млн. \$	8 750,9	18 631,5	19 680,7	20 778,0
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. \$	8 371,2	18 110,7	18 876,0	19 952,2
Операционный доход	млн. \$	1 318,1	4 571,2	3 946,9	6 621,5
Чистая прибыль	млн. \$	1 064,3	3 651,8	3 159,2	5 252,0
Полная себестоимость 1 тонны нефти	\$/тонна	314,50	332,71	339,85	313,23
Полная себестоимость 1 барреля нефти	\$/бнэ	43,50	46,02	47,00	43,32
Удельные КВЛ на 1 тонну нефти	\$/тонна	4,04	3,23	8,14	7,11
Удельные КВЛ на 1 баррель нефти	\$/бнэ	0,56	0,45	1,13	0,98
Удельные КВЛ на 1 тонну УВ	\$/тонна	0,21	0,20	0,48	0,49
Удельные эксплуатационные затраты на 1 тонну нефти	\$/тонна	300,86	323,52	326,09	300,90
Удельные эксплуатационные затраты на 1 баррель нефти	\$/бнэ	41,61	44,75	45,10	41,62
Чистые недисконтированные поступления					
- до налогообложения	млн. \$	4 997,6	12 374,8	12 010,4	15 659,5
- после налогообложения	млн. \$	1 331,5	3 991,8	3 492,8	5 606,7
- поступления Государству	млн. \$	3 666,0	8 383,1	8 517,6	10 052,9
Чистые дисконтированные поступл./я, NPV					
- до налогообложения					
при ставке дисконта в 8,14%	млн. \$	3 459,9	6 017,1	6 056,5	7 147,3
при ставке дисконта в 11,5%	млн. \$	3 067,9	4 954,2	5 006,6	5 763,4
при ставке дисконта в 14,34%	млн. \$	2 803,3	4 323,7	4 373,9	4 951,3
- после налогообложения					
при ставке дисконта в 8,14%	млн. \$	980,2	2 052,4	1 876,2	2 448,0
при ставке дисконта в 11,5%	млн. \$	885,5	1 699,1	1 565,2	1 948,4
при ставке дисконта в 14,34%	млн. \$	820,1	1 484,6	1 373,1	1 658,1
- в бюджет Государства					
при ставке дисконта в 8,14%	млн. \$	2 479,7	3 964,7	4 180,3	4 699,3
при ставке дисконта в 11,5%	млн. \$	2 182,4	3 255,1	3 441,4	3 815,0
при ставке дисконта в 14,34%	млн. \$	1 983,2	2 839,1	3 000,8	3 293,2
Индекс доходности, PI					
при 0% дисконта	ед.	12,9	23,1	8,4	12,9
при ставке дисконта в 8,14%	ед.	11,4	13,7	6,3	7,9
при ставке дисконта в 11,5%	ед.	11,0	12,0	5,85	7,0



Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам			
		1	2	3	4
при ставке дисконта в 14,34%	ед.	10,8	10,9	5,57	6,5

Выводы

Проведенные расчеты показали, что за рентабельный период разработки самыми наилучшими технико-экономическими показателями обладает четвертый вариант, так как:

- **первый вариант** - базовый вариант предполагает продолжение существующей системы разработки месторождения при сложившейся системе эксплуатации залежей с продолжением реализации полимерного заводнения на опытных участках. В рамках данного варианта бурение новых скважин не планируется. Объемы добычи по первому варианту за рентабельный период составили 27 824 тыс. тонн нефти, что отразилось на уровне КИН, который составляет 0,306 д.е., NPV после налогообложения при ставке WACC 11,5% равен 885,5 млн.\$;

- **второй вариант** предполагает бурение 59 вертикальных добывающих скважин и 6 водонагнетательных скважин. Объемы добычи по данному варианту не позволили получить лучших экономических показателей. За рентабельный период разработки ожидается объем добычи нефти – 55 980 тыс.т, попутного газа – 1 680 млн.м³, значение рентабельного КИН – 0,348 д.е. NPV после налогообложения при ставке WACC 11,5% равен 1 699,1 млн.\$;

- **третий вариант** предполагает бурение 343 вертикальных добывающих скважин и 49 водонагнетательных скважин. За рентабельный период разработки ожидается объем добычи нефти – 57 886 тыс.т., попутного газа – 1 738 млн.м³, значение рентабельного КИН – 0,351 д.е. NPV после налогообложения при ставке WACC 11,5% равен 1 565,2 млн.\$;

- **четвертый вариант** включает все положения третьего варианта. Дополнительно, планируется опытно-промышленное испытание ХМУН. Проводимые мероприятия оказывают положительное влияние на увеличение добычи нефти, следовательно, и доходной части данного варианта. За рентабельный период проекта ожидается объем добычи нефти – 66 308 тыс.тонн, попутного газа – 1 991 млн.м³, значение экономически обоснованного **КИН – 0,364** д.е. Данный вариант имеет наиболее выгодные экономические показатели и превосходит альтернативные варианты 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 ставках дисконта 8,14%, 11.5% и 14.34% соответственно 2 448,0 млн.\$, 1 948,4 млн.\$, 1 658,1 млн.\$, PI при ставке WACC 11,5% равен 7 д.е;

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

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



4. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА. ОБОСНОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

4.1 Характеристика фонда скважин

По состоянию на 01.01.2024 г. фонд пробуренных скважин по месторождению Каламкас составляет 3510 скважин, из них: 2391 (68,1%) – добывающих, 797 (22,7%) – нагнетательных, 87 (2,5%) – контрольных, 3 (0,1%) – в консервации. Ликвидированы 232 скважины (7%). Характеристика нефтяного фонда скважин по состоянию на 01.01.2024 г. представлена в таблице 3.7.

Характеристика нефтяного фонда совместных скважин по состоянию на 01.01.2024 г. представлена в таблице 3.8.

Как видно из рисунка 3.21 наибольшее количество добывающих нефть скважин приходится на I и XI объекты разработки (гор. Ю-I и Ю-1С) и составляют 389 и 430 единиц, это 14,8% и 16,4% от всего добывающего нефть фонда месторождения, в т.ч. действующих добывающих – 379 ед. (15,8%) и 417 ед. (17,4%) соответственно от всего действующего добывающего нефть фонда.

Действующий добывающий нефть фонд составляет 2207 ед., действующий нагнетательный фонд – 683 ед. Действующих добывающих скважин, осуществляющих совместную эксплуатацию нескольких объектов разработки, на месторождении 168 ед. или 7,6% от всего действующего добывающего нефть фонда, из них 139 скважин - на VIII, IX, X и XI объектах разработки (гор. Ю-4С, Ю-3С, Ю-2С и Ю-1С).

В бездействующем добывающем фонде насчитывается 184 скважин или 7,7% от всего фонда добывающих скважин и 114 нагнетательные бездействующие скважины или 14,3% соответствующего от всего нагнетательного фонда, в целом бездействующий фонд насчитывает 298 скважины или 9,3% от всего эксплуатационного и нагнетательного фонда.

Эксплуатация скважин осуществляется фонтанным и механизированным способами (ШГН, ВШН, ЭЦН). Из 2207 действующих добывающих нефть скважин 2 скважины работают фонтанным способом, 275 - с помощью винтовых насосов (ВШН), 81 ед. - с помощью электроцентробежного насоса (ЭЦН), 1849 ед. – с помощью штангового глубинного насоса (ШГН).

В 2021г. эффективность эксплуатации добывающего и нагнетательного фондов, а также их показатель использования в целом по месторождению по сравнению с предыдущим годом, незначительно увеличились, что обусловлено бурением новых скважин, проведением работ с бездействующим фондом и ликвидацией скважин, не подлежащих дальнейшей эксплуатации.

В целом по месторождению с 2019 по 2023гг. коэффициент эксплуатации добывающих скважин уменьшился от 0,979 д.ед. (2018г.) до 0,901 д.ед. (2021г.), восстановился до 0,978 д.ед. (2022г.), нагнетательных скважин – от 0,962 д.ед. (2018г.) до 0,926 д.ед. (2022г.), показатель использования добывающего фонда снизился от 0,976 д.ед. (2018г.) до 0,923 д.ед. (2022г.), нагнетательных скважин уменьшился – от 0,951 д.ед. (2018г.) до 0,857 д.ед. (2022г.). Как видно из таблицы, наиболее высокие коэффициенты эксплуатации добывающего фонда в 2022 году фиксируются на горизонтах. Ю- II и Ю-V+VI, нагнетательного фонда – на горизонтах. Ю-3С и Ю-IV.



Таблица 4.1 - Состояние фонда скважин по состоянию на 01.01.2024 г.

№№ п/п	Фонд	Категория	Объекты												Всего, шт.
			I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
			осн-й Ю-4С	осн-й Ю-3С	осн-й Ю-2С	осн-й Ю-1С	осн-й Ю-1	осн-й Ю-П	осн-й Ю-ПП	осн-й Ю-IV	осн-й Ю-V+VI	возв-й Ю-5С	возв-й Ю-0	возв-й Ю-VII	
1	Эксплуатационный фонд добывающих скважин	в т.ч. действующих, ед.	250	375	266	416	370	134	272	194	114	8	2	0	2266
		из них													
		фонт., ед.	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
		ШГН, ед.	200	303	220	363	318	102	223	174	101	6	1	0	1907
		ЭВН, ед.	48	65	37	29	35	26	34	12	10	2	1	0	273
		ЭЦН, ед.	2	7	8	24	17	6	15	8	3	0	0	0	85
		дающих продукцию, ед.	245	365	258	408	364	133	265	190	111	8	2	0	2217
		в простое, ед.	5	10	8	8	6	1	7	4	3	0	0	0	49
		в бездействии, ед.	47	32	9	4	6	5	7	1	1	15	1	0	107
		в освоении, ед.	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
		Всего, ед.	299	407	275	420	376	139	279	195	115	23	3	0	2375
2	Фонд нагнетательных скважин	в т.ч.: действующих, ед.	95	124	79	112	103	58	83	39	23	0	0	0	674
		в бездействии, ед.	42	36	11	3	4	2	7	2	0	25	1	0	114
		в освоении, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Всего, ед.	137	160	90	115	107	60	90	41	23	25	1	0	788
3	Фонд в консервации	Всего, ед.	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	5	0	6
4	Фонд контрольных скважин	Всего, ед.	35	23	11	21	11	5	5	7	1	12	1	0	122
5	Фонд ликвидированных скважин	Всего, ед.	75	53	20	23	35	14	19	13	6	72	2	0	291
6	Итого пробуренный фонд, шт.	Всего, ед.	546	643	396	579	530	218	393	256	145	132	12	0	<u>3582</u>



Таблица 4.2 - Характеристика нефтяного фонда совместных скважин по состоянию на 01.01.2024 г.

Фонд	Категория	Ю-1С+2С	Ю-1С+2С+3С	Ю-1+Ю-1С+2С	Ю-1+Ю-1С	Ю-2С+3С	Ю-2С+3С+4С	Ю-3С+4С	Ю-3С+5С	Ю-3С+Ю-0	Ю-4С+5С	Ю-5С+Ю-0	Ю-1+II	Ю-II+III	Ю-III+IV	Ю-IV+V+VI	Всего
Эксплуатационный фонд добывающих скважин	в т.ч. действующих, ед.	11	1	2	6	43	0	40	0	1	4	0	1	5	9	9	132
	из них	фонт., ед.															0
		ПГН, ед.	10	1	1	6	30		32		3		1	3	7	8	102
		ЭВН, ед.			1		10	8		1	1			2	2		25
		ЭЦН, ед.	1				3									1	5
	дающих продукцию, ед.	11	1	2	6	42	0	39	0	1	4	0	1	5	9	8	129
	в простое, ед.					1		1								1	3
	в бездействии, ед.					4		11			3	1		1	1		21
	в освоении, ед.																0
	Всего, ед.	11	1	2	6	47	0	51	0	1	7	1	1	6	10	9	153
Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин	в т.ч.: действующих, ед.	4			1	12		14						4	4	3	42
	в бездействии, ед.					6		8			4				2		20
	в освоении, ед.																0
	Всего, ед.	4	0	0	1	18	0	22	0	0	4	0	0	4	6	3	62
Фонд в консервации	Всего, ед.																0
Фонд контрольных скважин	Всего, ед.					2		5			1			1	1		10
Фонд ликвидированных скважин	Всего, ед.	1				9	1	14	1		7	1		2	2	2	40
Итого пробуренный фонд, ед.		16	1	2	7	76	1	92	1	1	19	2	1	13	19	14	265



4.2 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин

По состоянию на 01.01.2024 г. эксплуатационный фонд месторождения Каламкас составляет 2375 скважин, в том числе действующих – 2266, в бездействии – 107, в освоении (обустройстве) -2 скважины.

К нагнетательному эксплуатационному фонду относятся 788 скважин в том числе к действующему 674, бездействующему 114 скважин.

Таблица 4.3 – Распределение фонда добывающих и нагнетательных скважин по эксплуатационным горизонтам месторождения Каламкас

№№	Горизонт	Э/Ф	Действующий добывающий фонд					Б/Д ФОНД				В освоении	Нагнетательный фонд			
			Всего	в том числе				Всего	в том числе				э/ф	д/ф	б/д	
				фонт	шгн	УЭВН	УЭЦН		фонт	шгн	УЭВН					УЭЦН
1	C1	400	396		345	28	23	4		4				111	107	4
2	C1,C2	11	11		10		1							4	4	
3	C1,C2,C3	1	1		1											
4	C1,C2,Ю1	2	2		1	1										
5	C1,Ю1	6	6		6									1	1	
6	C2	214	209	1	178	26	4	5		4	1			68	63	5
7	C2,C3	47	43		30	10	3	4		3	1			18	12	6
8	C3	307	290		240	46	4	17		15	2			120	98	22
9	C3,C4	51	40		32	8		11		5	6			22	14	8
10	C3,Ю0	1	1			1										
11	C4	239	206		165	39	2	33		24	9		1ф+1	111	81	30
12	C4,C5	7	4		3	1		3		2	1			4		4
13	C5	15	4		3	1		11		10	1			21		21
14	C5,Ю0	1						1		1						
15	Ю0	1	1		1									1		1
16	Ю1	367	361		310	34	17	6		4	2			106	102	4
17	Ю1,Ю2	1	1		1											
18	Ю2	132	128		98	24	6	4		4				56	54	2
19	Ю2,Ю3	6	5		3	2		1		1				4	4	
20	Ю3	263	258		213	30	15	5		5				80	75	5
21	Ю3,Ю4	10	9		7	2		1		1				6	4	2
22	Ю4	176	176		159	10	7							32	32	
23	Ю4,Ю5	8	8		8									3	3	
24	Ю4,Ю5,Ю6	1	1				1									
25	Ю5	77	76		66	8	2	1		1				13	13	
26	Ю5,Ю6	13	13		12	1								6	6	
27	Ю6	16	16		15	1								1	1	
Всего		2373	2266	1	1907	273	85	107		84	23		2	788	674	114

Основными причинами бездействия добывающих скважин являются: геологическая – обводнение продукции скважин. Основными причинами бездействия нагнетательных скважин является: техническая – авария с подземным оборудованием.

Основной фонд добывающих действующих скважин (99,9%) эксплуатируется механизированным способом: установками плунжерных штанговых насосов (УПШН - 84%), установками электро-винтовых штанговых насосов (УШВН-12%) и установками электроцентробежных насосов (УЭЦН – 4%). Фонтанным способом на 01.01.2024г. работает 1 скважина (0,1%) - 2241. В фонде скважин новые скважины, вводимые из бурения и механизированные скважины, фонтанирующие после проведения геолого-технических мероприятий.

Обоснование выбора устьевого оборудования фонтанных скважин

Оборудование устья фонтанных нефтяных скважин должно состоять из колонной головки и фонтанной арматуры.

Колонная головка служит для обвязки обсадных колонн между собой и герметизации межколонного пространства.



Фонтанная арматура предназначена для герметизации устья нефтяных и газовых скважин, подвески скважинных трубопроводов, контроля и регулирования работы скважины, проведения необходимых технологических операций, перекрытия потока рабочей среды и позволяет эксплуатировать скважину в фонтанном и нагнетательном режимах, а также откачивания рабочей среды с помощью электропогружных и штанговых насосов.

Фонтанная арматура включает *устьевую ёлку и трубную обвязку*.

По типовой схеме в состав тройниковой фонтанной елки входит: манометр с запорным и разрядными устройствами; запорное устройство; тройник; переводник трубной головки; дроссель; ответный фланец.

Боковые отводы фонтанной ёлки оборудованы штуцеродержателями постоянного сечения и нагнетательными фланцами. Размер трубы и номинальное значение давления выше и ниже штуцера одинаковы.

По типовой схеме в состав трубной обвязки фонтанной арматуры входит: ответный фланец, запорное устройство, трубная головка, манометр с запорным и разрядными устройствами.

Установленная фонтанная арматура позволяет проводить исследования скважин через лубрикатор. Применение таких типов фонтанных арматур соответствует условию эксплуатации скважин, пластовым давлениям и создаваемым давлениям на устьях скважин.

Фонтанная арматура выбирается (по условиям принятого варианта разработки и условиям эксплуатации месторождения) крестового типа на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI по АНИ) типа «АФК1-65х21», по ГОСТ 13846-89 или соответствующая ей по классификации АНИ.

Рабочее давление фонтанной арматуры должно соответствовать максимальному давлению, ожидаемому на устье скважины, и быть не менее давления опрессовки эксплуатационной колонны. Серийное производство фонтанных арматур рассчитано на следующие рабочие давления: 7 МПа, 14 МПа, 21 МПа, 35 МПа, 70 МПа.

При неустойчивом режиме работы скважин фонтанным способом, не реализации потенциальных возможностей в процессе эксплуатации, вследствие падения пластового давления и роста обводненности, дебиты фонтанных скважин снижаются и скважины целесообразно переводить на механизированный способ эксплуатации.

Обоснование выбора внутрискважинного оборудования.

Рассчитать газожидкостный (фонтанный) подъёмник — это значит выбрать его диаметр, длину и оптимальный режим работы, соответствующий промысловым условиям. Для таких расчётов используется графический метод, в основе которого лежат кривые изменения давления по колонне НКТ, $P=f(H)$ для труб различного диаметра, при различных дебитах.

По полученным зависимостям $P=f(H)$ строятся характеристические кривые работы подъёмника, т.е. изменение забойного давления (на башмаке подъёмника) от дебита при фиксированных значениях устьевых давлений.

Основным критерием при выборе компоновки НКТ и режима работы скважины является достижение минимальных потерь давления при движении флюида по колонне НКТ, т.е. перепад давления по длине подъёмника должен быть минимальным, а его пропускная способность и соответственно добыча максимально возможной.

Рекомендованные конструкции эксплуатационных колонн диаметром 168мм с диаметром подъёмных труб 73 мм позволяют оборудовать их клапаном-отсекателем наружным диаметром 117,48мм (внутренний диаметр 60,43мм) на рабочее давление 25 МПа. Наиболее надёжными являются трубные, съёмные, механические. Над пакером располагается



разъединитель колонны с замком, позволяющий осуществить отсоединение или соединение НКТ и пакера. Надпакерное кольцевое пространство заполняется жидкостью, обработанной ингибитором коррозии, поглотителем кислорода и антибактериальным средством. Под пакером устанавливается хвостовик с воронкой для посадки в ней измерительных приборов и пробки с помощью канатной техники.

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.

По расчету при спуске насосно-компрессорных труб до заданной глубины (см. таблицу 6.5), согласно технологическим условиям эксплуатации на добывающих скважинах месторождения Каламкас наиболее удовлетворяет компоновка подъёмника с условным диаметром 73 мм, т.к. является более эффективной, позволяя пропускать значительные объёмы жидкости с минимальными потерями давления. 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.).

Выбор компоновок лифтовой колонны (размер и длина секций) основаны на том, что они обеспечивают:

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины (клапан безопасности и пакер);
- проведение необходимых геофизических исследований;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут производиться в течение всего срока службы скважины.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб приближенным к интервалам перфорации (≈ 50 м), обусловлено тем, что при этом уменьшается риск эрозии башмака колонны песком, по сравнению с прямым воздействием поступающего из пласта флюида, при расположении НКТ сразу над интервалом перфорации и особенно перекрывая его. Кроме того, при отсутствии хвостовика (труб меньшего диаметра под пакером) и спуск НКТ над перфорацией не возникает опасность прихвата башмака колонны НКТ.

Всё оборудование, спускаемое в скважину, должно изготавливаться из материала в соответствии с условиями работы скважин.

При переводе скважин с фонтанной на механизированный способ добычи при снижении пластового давления, с увеличением обводненности продукции скважин, применяемые подъемные трубы можно использовать и в дальнейшем с соответствующим внутрискважинным оборудованием.

Потенциальная опасность, связанная с высокими рабочими давлениями, требует установки скважинной системы безопасности безотказного типа. Эта система должна эффективно действовать при возникновении аварийной ситуации, например, такой как полное уничтожение фонтанной арматуры и устья скважины.

Решая вопрос выбора способа добычи нефти, необходимо отметить, что фонтанный способ является наиболее производительным, простым и зачастую самым дешёвым способом



эксплуатации скважин. Однако не всегда скважины на месторождении с вводом в эксплуатацию обеспечивают фонтанный приток, а в ряде случаев фонтанный способ не реализует потенциальные возможности скважин. В этом случае скважины переводят на механизированные способы добычи нефти.

Выбор механизированного способа эксплуатации скважин

Механизированный способ добычи нефти реализуется, в основном двумя видами:

- газлифтный (бескомпрессорный и компрессорный);
- насосный (установки плунжерных штанговых глубинных насосов (УПШН), электроцентробежных насосов (УЭЦН), винтовых штанговых насосов (УВШН) и др.)

Выбор наиболее предпочтительного способа механизированной эксплуатации определяется глубиной залегания продуктивного горизонта, продуктивностью скважины, совокупностью осложнений характерных для эксплуатации конкретной скважины, а также экономической целесообразностью внедрения того или иного вида оборудования.

Результаты расчетов показали, что фонтанные скважины, с учетом падения пластового давления и увеличения обводненности, будут планомерно, переводится на механизированный способ добычи. Реализовать потенциальные возможности скважины представляется возможным, оказывая достаточно высокую депрессию на пласт. На основании прогнозируемых отборов производится оценка возможности достижения прогнозных дебитов располагаемым оборудованием механизированной добычи.

Газлифтный способ скважин осуществляется благодаря большим капитальным вложениям, затратами на строительство компрессорной станции и газопроводов и при наличии достаточного количества углеводородного газа. На месторождении данный способ эксплуатации не применялся. Газлифтный способ эксплуатации практически не ограничен глубиной скважин, является высокопроизводительным, так как обеспечивает дебит до 1800 т/сут. Его реализация возможна при наличии газа высокого давления, что при необходимости строительства высоконапорной компрессорной станции требует значительных первоначальных капитальных вложений.

На скважинах газлифт осуществляется с помощью компрессора. Газ, поступающий от компрессора, подогревается в печах для предотвращения образования гидратов. При проектировании газлифтного подъемника следует руководствоваться следующим:

- диаметр подъемных труб должен соответствовать проектному дебиту скважины;
- предусмотреть возможность рационального использования колонны подъемных труб ступенчатой конструкции;
- при ступенчатой колонне: верхнюю секцию следует устанавливать до глубины установки последнего (рабочего) газлифтного клапана; в случае отложения парафина в НКТ верхнюю секцию желательно опускать ниже глубины начала отложения парафина;
- башмак колонны подъемных труб в общем случае следует устанавливать на 10м выше ВДФ;
- на этой же глубине следует устанавливать пакер, в случае его применения;
- оптимальный диаметр газлифтного подъемника, если известны забойное давление $P_{зб.}$, минимально допустимое давление на устье скважины P_u и дебит $Q_{жв}$, рекомендуется определять по формуле А.П. Крылова.

$$D_{т\text{ опт}} = 0,263 \sqrt{\frac{1}{\rho_0}}^3 \sqrt{\frac{Q_{жв}}{1 - \rho_0}}, \text{ м}$$



Где $Q_{жв}$ - дебит жидкости в нормальных условиях, м³/сут;

ρ_0 - среднее значение обобщенного гидродинамического градиента давления ГЖС в подъемных трубах, кг/м³.

Выбор оптимальной величины рабочего давления и удельного расхода газа системы газлифта обычно производят по наименьшему расходу энергии W кДж/м³ на подъем единицы объема жидкости.

На период эксплуатации подземное оборудование газлифтных скважин оснащается насосно-компрессорными трубами диаметром 73 мм с газлифтными клапанами. Количество клапанов марки – КГ-25 варьируется от 1 до 5 единиц (пусковые муфты). Спуск НКТ с воронкой осуществляется до глубины на 10м выше ВДФ. Устье газлифтных скважин оборудуется фонтанной арматурой типом АФКЗ-65 с проходным диаметром ствола и проходным диаметром боковых отводов 65 мм. боковой отвод арматуры оборудуется штуцером для поддержания соответствующего давления и установления оптимального режима работы скважины. Применение газлифтных клапанов извлекаемого типа позволяет проводить их замену с помощью канатной техники без привлечения бригад ПРС, что сокращает затраты на подземный ремонт скважин.

Эксплуатация скважин газлифтным способом на месторождении при низком диапазоне дебитов представляется затратной, неэффективной и нецелесообразной, в связи с чем, не рекомендуется эксплуатировать скважины месторождения газлифтным способом.

Установки плунжерных штанговых насосов (УПШН)

Скважины, оборудованные УПШН, характеризуются дебитом жидкости в среднем 54,9 м³/сут. скважины, сгруппированные по диаметрам насосов 38, 44, 57, 70 и 95 мм, характеризуются соответствующими дебитами жидкости 13, 24, 45, 79 и 116 м³/сут, при обводненности продукции соответственно 93; 85; 87; 90; и 84 %.

Анализ работы скважин, сгруппированных по различной производительности, насосов, показал, что наиболее эффективным оказался перевод скважин на эксплуатацию насосами диаметром 57 и 95мм, обеспечившими дебиты скважин 45-116 м³/сут.

Скважинное оборудование УПШН характеризуется многообразием типоразмеров. Для лучшей работы УШГН давление на приеме насоса должно быть $p_{пр} > 0,35 \div 0,7$ МПа. Хорошо работает при вязкости откачиваемой жидкости μ до 200 МПа·с и содержании песка до 10 %.

Одним из важнейших показателей эффективности работы УПШН является реализуемый ими коэффициент подачи насоса ($K_{под}$). В общем случае принято считать работу УПШН удовлетворительной при достижении коэффициента подачи насоса в пределах от 0,3 до 0,8. При коэффициенте подачи более 0,8 - работа скважин характеризуется не полной реализацией потенциальных возможностей, коэффициент подачи в пределах и выше 1,0 характерен для скважин, работающих на полужонтанном режиме, а при коэффициенте подачи менее 0,3 - работу насоса принято считать не удовлетворительной.

На месторождении работа механизированного фонда в целом характеризуется коэффициентом подачи насоса 0,6.

Диаметр насоса выбирается наименьший, который обеспечит ожидаемый отбор жидкости из скважины при коэффициенте подачи, установленном технологическим режимом.

Общеизвестно, что при минимальном числе двойных ходов плунжера (n) и максимальной длине хода плунжера (L), соблюдается технологический режим работы скважины и оптимальная работа насоса. При этом, $K_{п.д.}$ установки составляет 50-60 % и коэффициенте наполнения насоса $0,8 \div 1,0$. Так, применяя НВ с удельным диаметром 38мм, с



$n=4$ и $L=3$ м на глубоких малодобитных скважинах (до $15 \text{ м}^3/\text{сут}$) мы получаем фактически максимальный дебит жидкости равный $15,7 \text{ м}^3/\text{сут}$, при коэффициенте наполнения насоса равным $1,0$. Тогда как, применяя НН с удельным диаметром 44 мм с $n=4$ и $L=3$ м мы получаем фактически максимальный дебит жидкости равный $21 \text{ м}^3/\text{сут}$, но при меньшем заполнении насоса (откачка). При малом притоке жидкости из пласта происходит откачка уровня до приема насоса и влияние сил сухого трения. При погружении под уровень изменение не заполнения цилиндра насоса будет бессистемным. При наличии одновременно и откачки, и влияния пластового газа, следует спускать насосы с малыми условными диаметрами.

Подбор типоразмера насоса рекомендуется производить по производительности насоса соответствующей длине хода плунжера $L = 2,5 - 4$ метра, с числом двойных ходов плунжера $n = 2 - 5 \text{ мин}^{-1}$, 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 $6-6,5 \text{ 1/мин}$, для плунжера 57 мм – $4,5-4,7 \text{ 1/мин}$, для плунжера 70 мм – $4-4,3 \text{ 1/мин}$.

Для условий добычи в «Каламкасмунайгаз» была рассчитана критическая скорость откачки жидкости ($n \cdot L$) по усреднённым данным вязкости, обводненности, длины подвеса ШГН, компоновки колонны штанг она составляет $21-22 \text{ м/мин}$. Не рекомендуется производить подбор УПШН с параметром скорости откачки, превышающем $21-22 \text{ м/мин}$. Рассчитанное значение скорости откачки не дает однозначный прогноз по длительности МРП, однако для месторождения Каламкас прослеживается тенденция уменьшения наработки на отказ с увеличением скорости откачки.

Считается, что нормальная эксплуатация УПШН при откачке высоковязкой нефти возможна, если минимальная нагрузка на устьевом штоке составляет не менее $1/3$ веса колонны штанг в жидкости. Тогда, полагая силу трения штанг о трубы равной 10% веса штанг, определяется предельная частота качаний, при которой обеспечивается устойчивая работа насосной установки без зависания штанг при ходе вниз:

$$n_{\text{пр}} = 0.65 \cdot t^{\wedge} / (\mu_{\text{ср}} \cdot S_0 \cdot m^{5.5})$$

Где $t^{\wedge}$ - вес 1 м штанговой колонны в жидкости, Н/м ;

$\mu_{\text{ср}}$ – где средняя вязкость в колонне НКТ, создающая такие же нагрузки на устьевой шток, как и изменяющаяся по длине колонны вязкость продукции скважины, $\text{мПа} \cdot \text{с}$;

S_0 - длина хода ПШ, м ;

$m = d_{\text{шт}} / d_{\text{тр}}$, м .

При выборе оптимального режима откачки УПШН, выбирается максимальная длина хода при минимальном числе двойных ходов плунжера, для снижения темпа истирания НКТ и ШН.

Запрещена эксплуатация УПШН с малой длиной хода плунжера и большим числом качания. Необходимо обеспечить запуск УПШН после ПиКРС с максимальной длиной хода.

Прочность колонны штанг задает предельную глубину спуска насоса и определяется сопоставлением допускаемого и фактического (расчётного для верхней штанги ступени) приведенного напряжения в штангах, при необходимом условии $\delta_{\text{пр}} \leq (0,75..0,9) \cdot \delta_{\text{пр. доп.}}$.

Допускаемое приведенное напряжение в штангах [$\delta_{\text{пр. доп.}}$; МПа , кгс/мм^2] определяет марку стали и вид термической обработки материала штанг при формировании компоновки подвески штанг на предприятии, осуществляющем техническое обслуживание и ремонт оборудования.



Конкретные значения приведенного напряжения в штангах, определяются по справочным и паспортным данным.

Фактическое (расчетное) приведенное напряжение в штангах [$\delta_{пр}$; МПа, кгс/мм²] определяется условным диаметром плунжера, диаметром и весом в жидкости насосных штанг, гидростатической нагрузкой столба жидкости в НКТ, параметрами - L и N, конструкцией ствола скважины.

Приведенное напряжение в колонне штанг возрастает при увеличении:

- типоразмера насоса;
- глубины спуска колонны штанг;
- удельного веса и вязкости жидкости;
- устьевого давления;
- сил трения (при «сухом» трении муфт штанг об НКТ при срыве подачи насоса);
- длины хода и числа двойных ходов плунжера;
- снижении динамического уровня;
- при наличии гидратопарафиноотложений в НКТ, мех. примесей в насосе и не прямолинейности плунжерной пары.

Наличие скребков-центраторов на штангах так же приводит к увеличению приведенного напряжения в колонне штанг.

При расчете допускается производить корректировку состава штанговой компоновки в зависимости от наличия на предприятии, осуществляющем техническое обслуживание и ремонт оборудования штанги соответствующего класса прочности, при отсутствии штанг необходимого типоразмера. Корректировочный расчёт должен учитывать типоразмер ШГН, параметры эксплуатации и максимально допустимую нагрузку на головку балансира СК.

Предельно допустимые приведенные напряжения на штанги при подборе компоновки не должны превышать:

- для ремонтной штанги 80 Мпа;
- для новой штанги D 96 Мпа;
- для новой штанги D супер 105 Мпа.

Основной причиной отказов УПШН является истирание НКТ штангами.

Причины истирания и снижение ресурса НКТ и НШ:

$$\text{Эвшк} = N * L * \delta_{пр}$$

T – планируемое число циклов работы НШ=1140хNхКэксх365=1140х6х0,916х365=2286885, а при числе качаний 5=1 905 738, разница 381 147 циклов;

Превышение числа качаний и потеря устойчивости колонны НШ, что в случае установки ПШГН 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. Соответственно превышение числа качаний выше указанных значений будет приводить к потере устойчивости колонны штанг и к последующим протираниям НКТ/штанги, обрывам/отворотам.

Для выбора компоновки ПО добывающих скважин рекомендуется программные комплексы. Правильная компоновка штанг минимизирует отказы скважин.

Устьевое оборудование скважин, оборудованных УПШН

На устьях скважин насосные трубы подвешены при помощи планшайбы устанавливаемой на колонном фланце. В верхнюю муфту над планшайбой ввинчивается тройник для отвода жидкости в выкидную линию. Для герметизации полированного штока используется сальниковое устройство. Набивка сальника уплотняется съемной гайкой.



Колонна насосных штанг присоединена к головке балансира СК через полированный шток. Полированные штоки работают внутри тройника – сальника, что обеспечивает хорошую герметизацию устья. С помощью канатной подвески полированный шток присоединен к головке балансира станка-качалки. При эксплуатации УПШН рекомендуется применение станков-качалок типа СК-6, СКД-8, СК-8-3,5-6000; ПШГН-8, СК-12-2,5-6000, ИР-12; Лавкин

Внутрискважинное оборудование

Для подъема жидкости на поверхность рекомендуются скважинные насосы вставного исполнения 25-150/125-RHMB, 25-175-RHMB, 25-150-RHAM, 25-175 –RHAM и глубинные трубные не вставного исполнения НГН; НН; ННБ; НН2БП; ННАБ; ННБКУ. Применять насосы с условным диаметром 38; 44, 57, 70, 95мм. Насосы спускать в скважину (с эксплуатационными колоннами 146, 168 мм) на колонне НКТ диаметром 60, 73, 89 мм которым соответствует двухступенчатая колонна штанг диаметром 7/8” и 3/4”. Режим откачки предпочтительно длинноходовый, низкочастотный.

Принцип работы глубинных насосов заключается в поступательно-возвратном движении плунжера, в процессе которого производится всасывание и нагнетание жидкости через внутреннюю полость насоса в насосно-компрессорные трубы. Насосно-компрессорные трубы служат для подвешивания насоса на заданной глубине и лифтом для подъема жидкости из скважины на выкидную линию скважины. Применяемая колонна штанг диаметром 19 и 22 мм является рациональной для скважин, оборудованных станками-качалками. Для условий работы насосных установок в вязкой среде рекомендуется дополнительно использовать утяжеленные НШ.

Применение на добывающих скважинах штанговых глубинных насосов дает возможность оперативно изменять параметры работы скважины в зависимости от ситуационной характеристики, посредством увеличения\уменьшения длины хода штока, либо числа качаний. В зависимости от добычных возможностей скважины могут применяться насосы различных диаметров.

Компоновка труб и штанг по размеру и прочности должна соответствовать необходимым значениям и допустимым нагрузкам, применяемые глубинные насосы по типоразмеру соответствовать добычным возможностям скважин.

В условиях высокого содержания газа в нефти и эксплуатации со сниженными относительно $P_{нас}$ забойными давлениями оснащение приёма насосов газозащитными средствами обязательно.

Основными причинами отказа ГНО и простоя механизированного фонда скважин, оборудованного УПШН, являются осложняющие факторы такие как солеотложения, мех. примеси, коррозия оборудования, кривизна скважин и т.д.

Основной проблемой в частности является не герметичность НКТ вследствие протирания насосными штангами. Анализ отказов таких скважин показал, что протирание происходит по причине искривления ствола скважин, а также за счет компрессионных нагрузок штанг. Для минимизации контакта НШ с НКТ рекомендуется проводить качественный подбор компоновки штанг с применением специализированных программных комплексов.

Установки штанговых винтовых насосов (УШВН) получили популярность благодаря способности перекачивать флюиды с высоким содержанием твёрдой фазы, по своим свойствам, имеющим сходство с газовым конденсатом с ароматическими соединениями, а также тяжёлые эмульсии и нефти. Установки винтовых насосов имеют диапазон добычи от 1 до 750 м³/сут и работают при высоком содержании воды, устойчивы к песку и абразивам.

На текущий момент в действующем фонде УШВН эксплуатируются на 273 скважинах с



дебитами в среднем по жидкости 63,6 м³/сут, по нефти 4,9 т/сут, с обводнённостью 87 %. Применяются винтовые насосы типоразмеров NETZSCH; KUDU; KHP с приводами от погружного двигателя типа NDH0; АТЕХ; Kostad KSBS-DD. Производительность насосов при 100 об/мин варьируется от 0,8 до 300 м³/сут.

Насосное оборудование составляет: насос, патрубок с упорным пальцем, газовый сепаратор, муфта, удлинительная труба, динамический якорь.

Приводное оборудование: привод, комплектующие, электродвигатель, станция управления.

Штанговое оборудование: насосная штанга, укороченная штанга, полированный шток, соединительная муфта, невращающийся центратор.

Устьевое оборудование: превентор-тройник, превентор, тройник, фланцевая катушка.

Прямая приводная головка – прямая система управления, где вращательное движение от приводной головки через полированный шток передается для вращения насосных штанг, а через них – ротора винтового насоса.

Эксцентриковые винтовые насосы NETZSCH имеют простую конструкцию, небольшое число подвижных компонентов, отличаются минимальными гидравлическими потерями и высокой эффективностью.

Общая эффективность обычно составляет: 40 - 70 %; для сравнения: эффективность плунжерных насосов и ЭЦН составляет соответственно 30 -35 %. Объемный коэффициент полезного действия составляет 75 - 95%; давление – до 300 бар; производительность – до 300 м³/сут. Эффективная работа с флюидами высокой вязкости – до 5000 сР на устье; плотностью – до 0,82 кг/дм³; с содержанием на приеме насоса песка – до 40 %, свободного газа – до 40 %, воды – до 100%.

Данный вид установок наиболее отвечает основным принципам добычи нефти:

песок и все твердые пластовые вещества добываются вместе с нефтью, водой и газом;

поступление песка в ствол скважины инициируется высокими депрессиями на пласт, обусловленными значительным снижением забойного давления, ниже давления насыщения;

высокие депрессии, создаваемые при реализации указанной технологии, в меньшей степени способствуют образованию устойчивых эмульсий при применении УШВН, что снижает расходы на обработку продукции.

Основными составными частями винтовых скважинных установок являются скважинный насос (ротор, статор) и устьевое оборудование. Основными преимуществами УШВН по сравнению с другими механизированными системами являются: небольшие капиталовложения, меньший объем эксплуатационных расходов по техническому обслуживанию установок, возможность выбора эффективного эластомерного материала с учетом свойств добываемой жидкости, отсутствие клапанов и, следовательно, отсутствие проблемы устранения их негерметичности. В силу конструктивных особенностей и ротационного подъема жидкости винтовые насосы в гораздо меньшей мере способствуют образованию стойких эмульсий, что важно в условиях добычи с вероятностью последующего роста обводнённости. Благодаря нечувствительности к свободному газу винтовые насосы идеальны для перекачки высокогазированных нефтей. УШВН являются более износоустойчивыми при добыче нефти, содержащей механические примеси, так как твердые частицы, проходя через насос, вдавливаются в эластомер обоймы (статора), который деформируется, но не истирается.

В качестве подъёмника применяются насосно-компрессорные трубы диаметром 73мм спущенные в эксплуатационную колонну 168 мм. Глубина спуска НКТ выше интервала



перфорации, в среднем на 10-20 м. В случае оснащения скважины насосными установками для мониторинга динамического и статического уровней кольцевое пространство не изолируется пакером.

Основные принципы установки винтового насоса:

- насос (статор) рекомендуется устанавливать ниже самых нижних перфорационных отверстий (~ 1м) на НКТ диаметром 73-89 мм, в зависимости от производительности винтового насоса, способного обеспечить хорошую пропускную способность и ограничение крутящего момента;
- для перемешивания поступающего потока в основании насоса рекомендуется использовать хвостовик с прорезями длиной 0,5-1 м или отверстиями диаметром 20 мм;
- с целью страховки ротора (в случае обрыва штанги) рекомендуется установить внизу стальной брус;
- наличие зумпфа (1-4 трубы 168 мм эксплуатационной колонны) способствует началу добычи при первоначальных высоких дебитах песка;
- приспособление, препятствующее раскручиванию статора лучше устанавливать в его верхней части;
- спуск ротора осуществляется на штангах диаметром 22 мм, с учётом небольших глубин и крутящего момента;
- монтаж винтовых насосов с приборами постоянного слежения за крутящим моментом.

На месторождении винтовые насосы стабильно работают в наклонных скважинах, с высоким содержанием воды и при динамических уровнях более 200 м.

Эластомеры винтовых насосов выполняются из различных составов на основе нитрила и фтороуглерода и позволяют применять их для конкретных скважинных условий. Поэтому выбор типа эластомера статора должен осуществляться на основании теста на совместимость со скважинной средой.

Как следует из практики применения УШВН на промыслах, чувствительность эластомера к среде является одной из причин частого выхода из строя винтового насоса:

-разбухание эластомера и заклинивание ротора в статоре в результате воздействия ароматических веществ, содержащихся в нефти, а также в реагентах, применяемых при обработках скважин;

-заклинивание ротора в статоре при забивании насоса твёрдыми веществами, механическими примесями, АСПО;

-затвердевание эластомера, разрушение и выпадение его из насоса при повышенном содержании сероводорода в газе.

Так как все вышеуказанные условия скважинной среды (парафины, сернистость, механические примеси) имеют место для добычи нефти месторождения Каламкас, то адекватный подбор типа эластомера винтового насоса в значительной степени влияет на эффективность и безотказную эксплуатацию данного вида установок.

В скважинах, кандидатах на спуск УШВН, производится анализ пластового флюида на наличие и процентное содержание агрессивно влияющих на оборудование, в частности, на эластомерное покрытие обоймы ротора. Это сероводород, ароматические вещества, парафины, асфальтены, механические примеси и др.

Применение УВШН на малодобитных, низкопродуктивных скважинах не рационально с точки зрения экономии электроэнергии. Низкая продуктивность, малый приток к забою скважины, наличие мехпримесей в откачиваемой жидкости – все это приводит к снижению



срока службы рабочей пары винтового насоса и преждевременному отказу ПО.

Винтовые насосы эффективно работают в большом диапазоне дебитов для широкой гаммы жидкости, независимо от их вязкости. Они наименее подвержены влиянию таких факторов, как наличие твёрдых примесей, присутствие в нефти газа, при попадании его в рабочие органы не происходит срыва подачи. В условиях добычи продукции с высокой обводнённостью, винтовые насосы в значительно меньшей степени эмульгируют нефть по сравнению с эксплуатацией УПШН и УЭЦН.

Таким образом, анализ работы скважин, оборудованных УШВН, подтверждает эффективность внедрения установок на месторождении, и позволяет рекомендовать их для дальнейшего внедрения в целях повышения производительности скважин.

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН)

В действующем фонде добывающих скважин, оборудованных УЭЦН, числится 85 скважин. По состоянию на 01.01.2024г. скважины, эксплуатируются с дебитами в среднем по жидкости 120,7 м³/сут, по нефти 7,6 т/сут, с обводнённостью 91 %.

На анализируемый период на месторождении эксплуатируются скважинные погружные насосы типа УЭЦНКИ5А и ЭЦН5А с производительностью 60, 80, 100, 125, 250м³/сут. Глубина спуска насоса варьируется в пределах 590-822м. Применяются НКТ с диаметром 60; 73; 89мм. Динамический уровень отбивается в среднем на глубине 191м давление на забое в среднем составляет 60,14атм.

УЭЦН отличаются высокой эффективностью (КПД) и надёжностью. Высокие показатели по наработке зависят от многих условий, к основным из которых относятся конструктивное совершенство оборудования, качество изготовления, сборки, монтажа, правильный подбор оборудования и материалов с учетом условий эксплуатации, соблюдение технологии запуска и эксплуатации системы «пласт – скважина – насосная установка». 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.

Так как этот способ эксплуатации обеспечивает большие, по сравнению с УПШН, 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 90оС) и высокого газового фактора. УЭЦН включает в себя наземное и подземное оборудование.

Основными причинами выхода из строя УЭЦН является потеря изоляции кабеля, влияние механических примесей, парафина и солеотложений.

Наземное оборудование

В наземное оборудование входит: фонтанная арматура, оборудованная кабельным вводом, сборные манифольды, замерная установка, а также наземное электрооборудование, включающее в себя станцию управления, трансформатор, клеммную коробку, кабельные линии. Наземное электрооборудование служит для электроснабжения, управления и защиты электронасосов. Фонтанная арматура позволяет контролировать, регулировать и направлять поток скважинной жидкости через манифольды в замерную установку, где производится определение добываемой продукции.



Подземное оборудование

Подземное оборудование включает в себя: погружной центробежный насос с электродвигателем, кабельную линию, колонну НКТ и другое дополнительное оборудование. НКТ обеспечивает подъем скважинной жидкости на поверхность. В корпусе насоса установлены ступени, каждая из которых состоит из вращающегося рабочего колеса и неподвижного направляющего аппарата. Число ступеней определяет его подачу, давление и потребляемую мощность. В состав погружного электродвигателя входит ПЭД и гидрозащита, состоящая из протектора и компенсатора. Электроэнергия с поверхности передается через бронированный трехжильный кабель, который крепится к телу труб при помощи поясов. Скважинные КИП представляют собой датчики температуры и давления, которые генерируют сигналы, передаваемые по силовому кабелю на установленное на поверхности считывающее устройство.

В настоящее время производителями УЭЦН выпускаются насосы для различных условий эксплуатации. Следует учесть, что эффективность внедрения УЭЦН может быть снижена из-за возможного влияния высоких температур ($>90^{\circ}\text{C}$) на работу оборудования и высокого газосодержания продукции. В большинстве случаев работа УЭЦН эффективна в высокообводнённых глубоких скважинах с дебитами жидкости более 50 м³/сут. При добыче высоковязкой нефти работа УЭЦН характеризуется существенным снижением КПД насоса. ЭЦН чувствительны к системе охлаждения и температурному режиму. При откачке газонасыщенных смесей КПД насоса значительно уменьшается, поэтому необходимо устанавливать газосепаратор на валу насоса перед первой ступенью. Для ЭЦН также характерна низкая надежность работы кабеля и погружного электродвигателя, особенно в скважинах с высокими температурами.

Основные принципы подбора скважинного оборудования

При подборе насоса для добывающих скважин необходимо пройти несколько этапов:

- Сбор и анализ всех характеристик скважины;
- Определение потенциальной производительности скважины, определение глубины установки насоса, требуемой для достижения заданной производительности;
- Определение объемов жидкости и газа, всасываемых насосом;
- Определение требований к напору насоса;
- При заданной производительности и выбранной величине напора выбрать тип насоса, который будет иметь максимальную эффективность при требуемом расходе;
- Выбрать оптимальные размеры насоса, двигателя, протектора и кабеля, проверить ограничения, связанные с оборудованием;
- Выбор варианта вспомогательного и дополнительного оборудования.

Проектирование УЭЦН не представляет собой сложной задачи, если имеются надежные исходные данные. Однако при недостаточности информации, в частности относительно дебита скважины, пластового или забойного давления работа выбранного насоса может быть неэффективной. Недостаток исходных данных зачастую приводит к неправильному выбору типоразмера насоса и к высоким эксплуатационным расходам. Неправильно выбранный насос может работать за пределами своего эксплуатационного диапазона, что приводит к недогрузке или перегрузке электродвигателя, либо к быстрому дренированию скважины, что может привести к повреждению пласта. Другой крайностью является недостаточность мощности насоса для достижения требуемой производительности.

Зачастую используются данные других скважин того же месторождения или



близлежащих районов, в предположении, что скважины одного и того же продуктивного горизонта будут иметь аналогичные характеристики. Для целей инженерного выбора типоразмеров погружаемого насосного оборудования скважины выбор параметров может существенно влиять характеристики скважинного флюида. Это могут быть:

- большое процентное содержание воды;
- многофазная среда (БГФ);
- высокая вязкость флюида.

Таким образом, выбор типоразмера УЭЦН на добывающие скважины должен производиться индивидуально по каждой скважине.

В рамках настоящего раздела по выбору способа эксплуатации можно рекомендовать ОПИ Установки электро-винтовых насосов (УЭВН).

Рекомендации ОПИ применения УЭВН представляются как решение проблем возникающих при эксплуатации винтовых насосов классической схемы с наземным приводом. Это последствия эксплуатации в искривленных скважинах, где нет альтернативы винтовому насосу. По сути УЭВН объединяет в себе оба преимущества погружного электродвигателя и винтового насоса. Легкость дополнения двигателя погружной системой телеметрии является сопутствующим преимуществом этого объединения.

В состав комплекта УЭВН входит погружной электродвигатель с гидрозащитой и системой погружной телеметрии, опорный модуль (для компенсации осевого усилия от винтовой пары), гибкий вал (для компенсации эксцентрикового вращения ротора пары), винтовая пара, клапана обратный (есть вариант совмещенный с промывочным) и сбивной, кабельная линия, повышающий трансформатор, станция управления (совмещенная или изготовленная для работы с вентильными электродвигателями). Для спуска в искривленные скважины в комплект включаются протекторы для защиты кабельной линии на муфтах НКТ и по телу насосной части УЭВН.

Совмещенные качества УЭВН позволяют исключить из эксплуатации систему штанг и как следствие СПО с ними. Использование протекторов для защиты кабельной линии по длине подвески в зоне искривления экс. колонны, позволяет производить спуск УЭВН в наклонные скважины. Использование СУ с частотным приводом и контроллером позволяет производить мягкую, программную эксплуатацию, эксплуатацию по уставкам в том числе по показаниям системы телеметрии. Все это при записи хронологии всех основных параметров и возможностью простого съема данных для анализа в привычном компьютере. Дооснащение СУ системой телемеханики позволяет вести контроль и изменение основных параметров дистанционно, через интернет мобильной сети GSM, что удобно для диспетчерских служб месторождения. Наземное оборудование имеет степень защиты IP43 и не требует для себя дополнительного крытого помещения.

Рекомендуются насосы типа ЭОВНКС / 5а-ХХ-1500 (одновинтовые насосы 5 и 5а габарита в коррозионностойком исполнении с номинальным напором 1500 м), оборудованные тихоходными погружными вентильными двигателями диаметром 117 мм. Номинальные подачи насосов (при 500 об/мин): 30 м³/сут (5 габарит); 55 м³/сут (5а габарит), 80 м³/сут (5а габарит).

Анализ внедрения УЭВН на месторождении Узень показал, что основными причинами выхода из строя УЭВН являются мехпримеси (28%) и коррозия оборудования (23%), которые составляют 51% от общего количества отказов. Также наблюдались отказы оборудования, которые можно в некоторой степени отнести к основным вышеуказанным причинам, а именно снижение подачи (11%) – к мехпримесям, отсутствие изоляции (11%) и полет ПО (9%) – к коррозии оборудования. В этом случае отказ УЭВН по 2-м основным причинам составил 82%.



Исходя из вышеизложенного видно, что существует необходимость применения дополнительных мер по защите погружного оборудования от осложняющих факторов: применение различных технологий по защите от воздействия коррозии (защитное покрытие, коррозионностойкое исполнение, закачка ингибиторов и т.д.), мехпримесей, солеотложения и др.

При планировании ОПИ внедрения УЭВН необходимо предусмотреть закачку ингибиторов коррозии и солеотложения, и при рассмотрении внедрения УЭВН в будущем необходимо учитывать полученный опыт с проведением ОПИ и достижением НнО не менее 365 сут, без потерь по нефти. ОПИ проводить в 3-х зонах с повышенным, средним и пониженным содержанием H₂S. При правильном внедрении и эксплуатации УЭВН может принести положительные результаты по снижению часто ремонтируемого фонда скважин.

Характеристика показателей эксплуатации скважин

Характеристика показателей эксплуатации скважин представлена в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Показатели скважин по способам эксплуатации 2017-2023гг.

С/Э	Показатели	Годы					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023
Фонтан	Ввод скважин	0	2	0	4	1	0
	Средний экс/фонд	4	7	5	6	4	2
	Дебит по жидкости м3/сут	78,3	67,8	72,5	22	21,5	9
	максимальный	94	100	100	46	37	45,9
	минимальный	49	31	45	1	6	9
	Средняя обводненность, %	88,7	83,5	93,8	88	70	61
УПШН	Ввод скважин	62	68	72	74	61	56
	Средний экс/фонд	1696	1724	1694	1788	1996	1907
	Дебит по жидкости м3/сут	58,14	59,7	59,7	58,8	56,9	54,9
	максимальный	1111	178	181	177	180	173
	минимальный	2	0,1	4	0,1	2	2
	Средняя обводненность, %	89,7	89	87,8	90	90,8	88
УЭЦН	Ввод скважин	0	0	0	0	0	0
	Средний экс/фонд	27	45	55	82	81	85
	Дебит по жидкости м3/сут	148,9	127,2	123,5	115,5	115,7	120,7
	максимальный	249	250	259	277	268	262
	минимальный	61	53	36	20	33	38
	Средняя обводненность, %	91,2	90,5	89,9	92,7	94	91
УШВН	Ввод скважин	2	8	3	3	9	8
	Средний экс/фонд	323	304	283	265	310	273
	Дебит по жидкости м3/сут	76	76,6	71,6	66,04	64,4	63,6
	максимальный	228	269	203	196	205	201
	минимальный	1	3	1	1	2	4
	Средняя обводненность, %	91,2	90,6	89,8	91,3	90,3	87

Выводы и рекомендации

По состоянию на 01.01.2024 г. эксплуатационный фонд месторождения Каламкас составляет 2375 скважин, в том числе действующих – 2266, в бездействии – 107, в освоении (обустройстве) -2 скважины.

К нагнетательному эксплуатационному фонду относятся 788 скважин в том числе к действующему 674, бездействующему 114скважин.

Основными причинами бездействия добывающих скважин являются: геологическая – обводнение продукции скважин. Основными причинами бездействия нагнетательных скважин является: техническая – авария с подземным оборудованием.

Основной фонд добывающих действующих скважин (99,9%) эксплуатируется



механизированным способом: установками плунжерных штанговых насосов (УПШН - 84%), установками электро-винтовых штанговых насосов (УШВН-12%) и установками электроцентробежных насосов (УЭЦН – 4%). Фонтанным способом на 01.01.2024г. работает 1 скважина (0,1%) - 2241.

По состоянию на 01.01.2024 г. фонтанная скважина 2241 эксплуатируется с дебитом по жидкости 9 м³/сут, по нефти 3,1 т/сут, с обводнённостью 61 %.

Скважины, оборудованные УПШН, эксплуатируются с дебитами в среднем по жидкости 54,9 м³/сут, по нефти 4,6 т/сут, с обводнённостью 88 %.

Скважины, оборудованные УШВН, эксплуатируются с дебитами в среднем по жидкости 63,6м³/сут, по нефти 4,9 т/сут, с обводнённостью 87 %.

Скважины, оборудованные УЭЦН, эксплуатируются с дебитами в среднем по жидкости 120,7 м³/сут, по нефти 7,6 т/сут, с обводнённостью 91 %.

Межремонтный период скважин механизированного фонда составляет 391 сут. без ГТМ. По скважинам, оборудованным УПШН – 398сут; УЭЦН – 2434сут; УЭВН – 294сут.

Минимальное давление на забое скважины, обеспечивающее процесс фонтанирования при заданных условиях составляет 7,3 – 10,2МПа. Предельная обводненность, при которой возможно фонтанирование варьируется в интервале 6 - 64%.

Фонтанная арматура выбирается (по условиям принятого варианта разработки и условиям эксплуатации месторождения) крестового типа на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI по АНИ) типа «АФК1-65х21», по ГОСТ 13846-89 или соответствующая ей по классификации АНИ. Боковой отвод арматуры оборудуется штуцером для поддержания соответствующего давления и установления оптимального режима работы скважины. 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.

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.

Ввод новых скважин в эксплуатацию из бурения целесообразно производить фонтанным способом для оценки их потенциальных возможностей, а также для определения рациональных способов и оптимальных режимных параметров механизированной добычи.

Рассматривая различные способы эксплуатации, можно сделать следующие выводы:

На данный период разработки скважины целесообразно эксплуатировать механизированным способом добычи нефти, добычные возможности которого обеспечивают проектные уровни добычи нефти.

Механизированный способ добычи нефти реализуется, в основном двумя видами: газлифтный (бескомпрессорный и компрессорный) и насосный (установки плунжерных штанговых глубинных насосов (УПШН), электроцентробежных насосов (УЭЦН), винтовых штанговых насосов (УВШН) и др.).

Эксплуатация скважин газлифтным способом на месторождении при низком диапазоне дебитов представляется затратной, неэффективной и нецелесообразной. В связи с этим не рекомендуется эксплуатировать скважины месторождения газлифтным способом.

При механизированной добыче насосным способом рекомендуется продолжение применения установок штангового глубинного насоса (УПШН), установок электроцентробежного насоса (УЭЦН), установок штангового винтового насоса (УШВН) и т.д.



Наиболее эффективна работа добывающих скважин, оборудованных УПШН эксплуатируемых насосами диаметром 57 и 70 мм.

При эксплуатации УПШН рекомендуется применение станков-качалок типа СК-6, СКД-8, СК-8-3,5-6000; ПШГН-8, СК-12-2,5-6000, ИР-12; Лавкин.

Для подъема жидкости на поверхность рекомендуются скважинные насосы вставного исполнения 25-150/125-RHMB, 25-175-RHMB, 25-150-RHAM, 25-175 -RHAM и глубинные трубные не вставного исполнения НГН; НН; ННБ; НН2БП; ННАБ; ННБКУ. Применять насосы с условным диаметром 44, 57, 70, 95 мм. Насосы спускать в скважину (с эксплуатационными колоннами 146, 168 мм) на колонне НКТ диаметром 60, 73, 89 мм.

При выборе оптимального режима откачки УПШН, выбирается максимальная длина хода при минимальном числе двойных ходов плунжера, для снижения темпа истирания НКТ и ШН. Запрещена эксплуатация УПШН с малой длиной хода плунжера и большим числом качания. Одним из решений отказов по «негерметичности НКТ» является осуществление внедрения футерованных НКТ.

Рекомендуется при составлении тех. спецификации на закуп, учитывать все параметры согласно ГОСТ 13877-96 «Штанги насосные и муфты штанговые» и ГОСТ 31825-2012 «Штанги насосные, штоки устьевые и муфты к ним».

При эксплуатации УЭЦН рекомендуется применять погружные центробежные насосы 4, 5, 5А и 6 габарита для скважин соответственно с 4, 5, и 6 дюймовой эксплуатационной колонной. Производительность насосов (подача) от 10 до 2000 м³ в сутки, напор – до 3000 м. Так как этот способ эксплуатации обеспечивает большие, по сравнению с УПШН, 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.

Основными причинами выхода из строя УЭЦН является потеря изоляции кабеля, влияние механических примесей, парафина и солеотложений.

При эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, с осложненными условиями (вынос КВЧ, отложение соли или парафина) необходимо проводить профилактические мероприятия по очистке и защите погружного оборудования от механических примесей, соли или парафина.

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

При эксплуатации УШВН рекомендуется применять винтовые насосы производства фирмы «КУДУ»; «NETZSCH» и «ТР» в наклонных скважинах, с высоким содержанием воды и при динамических уровнях более 200 м.

В качестве подъёмника применять насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм спущенные в эксплуатационную колонну 168 мм. Глубина спуска НКТ выше интервала перфорации, в среднем на 10-20 м. Спуск ротора осуществлять на штангах диаметром 22 мм, с учётом небольших глубин и крутящего момента.

Анализ работы скважин, оборудованных УВШН, подтверждает эффективность внедрения установок на месторождении, и позволяет рекомендовать их для дальнейшего внедрения в целях повышения производительности скважин.

Рекомендуется ОПИ внедрения УЭВН. К внедрению рекомендуются насосы типа ЭОВНКС / 5а-ХХ-1500 (одновинтовые насосы 5 и 5а габарита в коррозионностойком исполнении с номинальным напором 1500 м), оборудованные тихоходными погружными вентильными двигателями диаметром 117 мм. Номинальные подачи насосов (при 500 об/мин): 30 м³/сут (5 габарит); 55 м³/сут (5а габарит), 80 м³/сут (5а габарит).



При планировании ОПИ внедрения УЭВН необходимо предусмотреть закачку ингибиторов коррозии и солеотложения.

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

На месторождении основными методами по химизации технологических процессов добычи нефти являются следующие мероприятия:

Обработка скважин горячей водой с добавлением ПАВ «Рауан-100» (ОГВ).

Соляно-кислотная обработка скважин (СКО).

Обработка призабойной зоны (ОПЗ) нагнетательных скважин закачкой ингибитора бактерицида «Ранцид-7004».

Предотвращение отложения неорганических солей в змеевиках технологических печей ЦКППН ингибитором солеотложения «Рандим-4021».

Снижение скорости коррозии нефтепромыслового оборудования закачкой ингибитора коррозии «Ранкор -1101».

Обработка скважин горячей водой с добавлением ПАВ «Рауан-100» (ОГВ)

Нефти месторождения Каламкас характеризуются как смолистые, содержание асфальтено-смолистых веществ колеблется по скважинам в довольно широком диапазоне (13,7-22,2% масс.). Смолистые вещества, адсорбируясь на частицах асфальтенов и парафинов, образуют непрочные отложения, которые легко удаляются при промывке скважин горячей водой.

На месторождении с целью профилактики и борьбы с асфальтено-смолопарафиновыми отложениями (АСПО) в скважинах проводят тепловые обработки горячей водой (ОГВ) с добавлением поверхностно-активного вещества.

Для определения результативности проводимых профилактических мероприятий проанализированы данные по количеству обработок на скважинах и проведен расчет межочистных периодов по скважинам, обработанных ОГВ за период 2019 – 2023гг. Результаты представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Количество и МОП осложненных скважин

Год	Количество обработок			Количество		Количество обработок в среднем на 1 скважину	МОП, сутки
	ОГВ	ОГВ (Рауан)	ОГН	скважин-операции	скважин		
2019	1416	7834	24	9274	1891	5	70
2020	2813	6124	87	9024	1943	5	67
2021	4236	4924	291	9451	1993	5	72
2022	4428	7194	288	11910	2165	6	60
2023	2487	9020	469	11976	2000	6	55
Итого	15380	35096	1159	51635	1998	5	65

Как следует из представленных данных, проанализировано 51635 скважино-операций. В среднем на одну скважину приходится около 5-ти промывок и средний МОП составил 65 суток, т.е. происходит восстановление производительности скважин на непродолжительный период.

Таким образом можно сказать, что тепловые промывки являются профилактическим мероприятием и позволяют восстановить производительности скважин на непродолжительный период.

Соляно-кислотные обработки

Для повышения проницаемости, улучшения сообщаемости со стволом скважины и увеличению системы трещин или каналов для облегчения притока и снижения энергетических



потерь в ограниченной области пласта на месторождении проводятся в кислотные обработки.

За анализируемый период на месторождении было проведено 116 скважино-операций. Одной из технических характеристик нагнетательной скважины является удельный коэффициент приемистости скважины – это коэффициент приемистости, отнесенный к единице длины интервала перфорации. По скважинам проведен расчет коэффициента приемистости и удельного коэффициента приемистости скважины до и после проведения СКО.

Результаты расчета коэффициента приемистости и удельный коэффициент приемистости по горизонтам представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Результаты проведения СКО

Горизонт	Количество скважин-обработок		Qпр, м3/сут		Рнаг, МПа		К приемистости, м3/сут*МПа		Удельный К приемистости, м3/сут*МПа*м	
	всего	с эффектом	до	после	до	после	до	после	до	после
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2019	35	23	152	206	7	6	31,47	48,07	3,30	5,36
2020	8	4	61	108	7	7	12,23	23,15	1,55	2,91
2021	4	3	169	204	7	7	32,49	47,51	4,95	8,58
2022	31	26	168	214	6,8	6,6	31,06	47,71	3,18	5,43
2023	38	18	100	155	6,5	6,5	21,4	36,7	3,1	5,02
Итого	116	74	130	177	6,9	6,6	25,73	40,62	3,22	5,46

Как следует из данных, представленных в таблице, СКО проведено в 116 скважинах. В 74 скважине отмечено повышение приемистости в среднем в 1,4 раза (с 130 до 177 м3/сут), Кприем. в среднем увеличилось в 1,6 раза (с 25,73 до 40,63 м3/сут*МПа) и удельный Кприем. в среднем в 1,7 раза (с 3,22 до 5,46 м3/сут*МПа*м), что характеризует успешность проведения кислотных обработок.

Получить представление об отрицательном эффекте СКО из-за отсутствия информации по исследованию не представляется возможным. С целью оценки применения технологии необходимо проведение ГИС и гидродинамических исследований как до, так и после СКО.

В целом, проведение кислотных обработок в нагнетательных скважинах способствует улучшению фильтрационных характеристик ПЗП и увеличению приемистости скважин.

СВБ в промысловых водах месторождения и сероводород в попутно добываемом газе

На месторождения Каламкас за анализируемый период, проведенные лабораторные исследования с целью выявления содержания СВБ в промысловых водах месторождения и сероводорода в попутном добываемом газе. Результаты исследования, представленные в таблице 4.7.

Таблица 4.7 - Результаты исследований попутно-добываемых и сточных вод месторождения Каламкас на содержание сульфатовосстанавливающих бактерий и содержание сероводорода в газе

Место отбора	Содержание сероводорода в газе, ppm	Содержание СВБ, кл/мл
	дата отбора -13.02.2020г.	дата отбора 17-19.02.2020г.
С сепаратора на УПСВ	отсутствует	-
ОГ-200 ЦППН	отсутствует	-
ГУ-22 скв-2357	5	не обнаружено
ГУ-27 скв-2380	2,1	не обнаружено
ГУ-27 скв-3331	2,8	не обнаружено
ГУ-17 скв-4025	5,7	не обнаружено
ГУ-20 скв-4283	2,8	не обнаружено
ГУ-12 скв-5170	4,2	не обнаружено
ЗУ-15 скв-6300	9,9	не обнаружено
ЗУ-22 скв-8104	4,2	единицы
ГУ-22 скв-8872	7,8	единицы
УПСВ	-	единицы



ЦППН Н-13	-	единицы
ЦППН УПВ	-	не обнаружено
дата отбора 05.05.2022г.		
ГУ-63	0,5	-
ГУ-1	0,3	-
УПСВ сепаратор	0,04	-

Как показывают представленные данные, на объектах, как УПСВ, ЦППН УПВ и ЦППН Н-13, где происходит сбор всей попутно-добываемой воды, содержание СББ показало-1кл/мл. На скважинах, ГУ и УПСВ сепаратора отмечено незначительное содержание сероводорода в среднем 4 ppm.

Таблица 4.8 - Физико-химический состав закачиваемых вод м.Каламкас

Место отбора	pH	Плотность, г/см ³	Содержание, мг/л							Минерализация, мг/л	Содержание сероводорода в воде, мг/л
			Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺⁺ K ⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻		
БКНС-1а	6,6	1,081	5210,4	2067,2	35466	69794	не обн	не обн.	195,2	112732,8	не обн.
БКНС-2	6,6		4809,6	2067,2	36172,1	70173,3	не обн	не обн	195,2	113417,4	не обн
БКНС-3	6,5		5210,4	2188,8	35222,2	69794	не обн	не обн	158,6	112574	не обн.
БКНС-3а	6,6		5410,8	2188,8	35730,5	70931,9	не обн	не обн	158,6	114420,6	не обн
БКНС-4а	6,6		5010	2067,2	35199,2	69035,3	не обн	не обн	183	111494,7	не обн.
БКНС-4б	6,6		5210,4	1945,6	35455,3	69414,6	не обн	не обн	183	112198,9	не обн
БКНС-5	6,7		5210,4	2310,4	35247,5	70173,3	не обн	не обн	183	113124,6	не обн.
БКНС-5а	6,7		5210,4	2188,8	35723,6	70552,6	не обн	не обн	183	113858,4	не обн
БКНС-6	6,6		5210,4	2310,4	35949	71311,2	не обн	не обн	85,4	114866,4	не обн.
БКНС-6а	6,6	1,084	5410,8	2310,4	35226,8	70553	не обн	не обн	85,4	113586,4	не обн
БКНС-8	6,6		5210,4	2675,2	35282	71311,2	не обн	не обн	146,4	114625,2	не обн.
БКНС-9	6,6		5611,2	2310,4	35512	71311,2	не обн	не обн	146,4	114891,2	не обн
УПСВ	5,9	1,086	5191,3	1525,3	41628,4	77727,9	не обн	не обн	122	126195,1	не обн
ЦППН	6,1	1,083	4981,7	1439,8	40476,6	75310,9	не обн	не обн	158,6	122367,7	не обн
Альбсеноманская вода	5,9	1,084	5811,6	1945,6	38485,9	75217,8	не обн	не обн	91,5	121552,4	-
Пластовая вода	-	1,081	4150	2390	39756,7	75520,8	не обн	не обн	168,8	121969,5	-
Альбсеноманская вода скв № 56	5,6	1,083	5410,8	1824	37223,4	72211,7	не обн	не обн	73,2	116761,2	-
Грифон скв № 8237	6,9	1,102	6813,9	2796,9	45138	88217	2059	не обн	85,4	145110	-
скв-2609	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
скв-3266	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,08
скв-4018	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,46
скв-6406	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,7
скв-8513	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,98
ГУ-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,21
ГУ-63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,15

Как показывают представленные данные, незначительное содержание сероводорода в попутно-добываемом газе, который в среднем составляет 4 ppm. Отмечается высокая минерализация попутно-добываемой воды и отсутствие сульфатов (SO₄) что связано с отказом от использования морской воды для системы ППД.

Необходимо отметить, что основными источниками питания и размножения сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) с последующим образованием биогенного



сероводорода являются сульфаты. Таким образом, на данном этапе на месторождение благоприятных условий для сульфатредукции и образования биогенного сероводорода нет.

Необходимо проводить периодически мониторинг за содержанием СВБ и сероводорода.

Предотвращение отложения неорганических солей в змеевиках технологических печей ЦКППН ингибитором солеотложения

Выпадение солей происходит в результате смешивания вод, имеющих разный физико-химический состав, при транспортировке жидкости в технологических печах. На месторождении Каламкас в змеевиках технологических печей в основном откладываются карбонаты кальция. Применение ингибитора солеотложения значительно замедляет рост отложения солей и увеличивает срок службы оборудования.

За период в 2017-2021гг. производилось постоянная закачка ингибитора солеотложения «Рандим-4021» на печах ПТБ-10 №1; 2; 3; 4; 5; 6; 7; 8 и на УПСВ с целью защиты змеевиков печей подогрева от неорганических солей. Ввод ингибитора солеотложения осуществлялся с помощью дозирочных насосов, подключенных к печам подогрева ПТБ-10 в старом парке ЦКППН и на УПСВ. Реагент подавался в трубопровод на входе печей.

В конце первого полугодия 2021 года была приостановлена закачка ингибитора солеотложения из-за отсутствия поставки ингибитора солеотложения.

В 2022 году на месторождение был проведен мониторинг применения ингибитора солеотложения на УПСВ и ЦКППН.

Физико-химический анализ попутно-добываемых вод, отобранных с УПСВ и ЦКППН, представлен в таблице 4.8.

По результату физико-химического анализа закачиваемых и попутно-добываемых вод показывают по химическому составу их схожесть и совместимость между собой. В таких условиях выпадения сульфатных солей маловероятно.

Необходимо проводить периодически мониторинг для выявления проблемных участков.

Ингибитор коррозии с целью снижения скорости коррозии нефтепромыслового оборудования

Избежать риски коррозионных повреждений можно только путём применения антикоррозионных мероприятий. Наиболее эффективным методом защиты от коррозии нефтегазопромыслового оборудования является метод защиты с применением ингибиторов коррозии. Эта защита основана на свойстве ингибитора – замедлить воздействие на кинетику электрохимических реакций, лежащих в основе коррозионного процесса. Закачка ингибиторов коррозии должна быть постоянной с целью снижения скорости коррозии нефтепромыслового оборудования.

Для оценки эффективности ингибиторной защиты объектов месторождения Каламкас за анализируемый период проведен анализ коррозионного мониторинга ингибитора «Ранкор - 1101», применяемого на объектах ЦППН, БКНС-1а, БКНС-4, БКНС-8, БКНС-9, УПСВ выход РВС-2. Для определения степени защиты или скорости коррозии использовались образцы-свидетели (купоны) в присутствии ингибитора.

Таблица 4.9 - Результаты анализа эффективности ингибитора коррозии «Ранкор-1101»

Место установки образца свидетеля	Средняя скорость коррозии по годам, мм/год							
	2019 год		2020 год		2021 год		2022 год	
	без реагента	с реагентом	без реагента	с реагентом	без реагента	с реагентом	без реагента	с реагентом



ЦППН выход (Н-13)	5,62	0,07		0,02		0,06		
БКНС-1		0,16		0,08		0,06	0,59	3,87
БКНС-3							7,22	0,07
БКНС-3а							0,79	0,45
БКНС-4		0,67		0,06		0,05		
БКНС-4б								0,08
БКНС-5								2,31
БКНС-6							2,69	0,35
БКНС-6а								0,64
БКНС-8		0,36	1,23	0,04		0,04	0,37	0,93
БКНС-9					1,31	0,03	1,22	0,79
Среднее значение	5,62	0,31	1,23	0,05	1,31	0,05	2,15	1,05

Как следует из представленных данных таблицы, средняя скорость коррозии с реагентом значительно меньше, чем без влияния реагента, но тем не менее среда остается агрессивной, т.е. ингибирование неэффективно. Ингибиторная защита эффективна, если скорость коррозии металла трубопровода при применении ингибитора коррозии снижается до 0,1 мм/год и ниже.

Необходимо продолжить применение ингибитора коррозии с учетом оптимизации расхода реагента.

Представлены выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин в таблице 4.10.

Таблица 4.10 - Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№ п/п	Виды мероприятий	Количество про анализируемых скважин и объектов	Периодичность	Примечание
2019-2023гг.				
1	ОГВ, ОГВ (Рауан), ОГН	51635	По мере необходимости	
2	СКО в нагнетательных скважинах	116		
3	Закачка ингибитора бактерицида «Ранцид-7004» в нагнетательные скважины	УПСВ, ЦППН, БКНС. наг.скв.		
4	Закачка ингибитора коррозии «Ранкор-1101»	ЦППН, по всем БКНС	Постоянная закачка	
На период прогноза				
1	ОГВ	По мере необходимости		Средний МОП составляет 72 суток. Происходит восстановление производительности скважин на непродолжительный период.
2	СКО	По мере необходимости		Применяемая технология обеспечивает восстановление/увеличение ухудшенной проницаемости в обработанной зоне призабойной зоны пласта (ПЗП) и тем самым увеличивает приемистость скважины.
3	Закачка ингибитора бактерицида	Индивидуальный подход по мере выявления осложнений		Защита призабойной зоны скважин от биогенной сульфатредукции
4	Закачка ингибитора солеотложения	печи ПТБ-10 №1; 2; 3; 4; 5; 6; 7; 8 и др. объекты по мере выявления осложнений		Предотвращает накопление и забивание солями змеевиков печей
5	Закачка ингибитора коррозии	БКНС-1, 4, 5, 8, 9 и др. объекты по мере выявления осложнений		Снижение рисков коррозионных повреждений

Выводы и рекомендации

Тепловые промывки являются профилактическим мероприятием и позволяют



восстановить производительность скважин на непродолжительный период.

Рекомендуется продолжить применение тепловых промывок.

Кислотные обработки нагнетательных скважин являются эффективным методом восстановления их приемистости.

Рекомендуется продолжить применение СКО.

Физико-химические анализы закачиваемой и попутно добываемой воды показывают, что их химические составы схожи и совместимы друг с другом. В этих условиях выпадение сульфатов маловероятно.

Применение ингибиторной защиты на участках где не имеется осложнении по причине солеотложения является не целесообразным.

Рекомендуется проводить периодический мониторинг для выявления проблемных участков.

На данном этапе на месторождение благоприятных условий для сульфатредукции и образования биогенного сероводорода нет и соответственно нет необходимости проводить бактерицидные обработки.

Рекомендуется проводить периодический мониторинг за содержанием СВБ и сероводорода в попутном газе.

Средняя скорость коррозии с ингибиторной защитой значительно меньше, чем без закачки реагента, но тем не менее среда остается агрессивной, т.е. ингибирование неэффективно. Ингибиторная защита эффективна, если скорость коррозии металла трубопровода при применении ингибитора коррозии снижается до 0,1 мм/год и ниже.

Необходимо продолжить применение ингибитора коррозии с учетом оптимизации расхода реагента.

4.4 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

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

- герметизированный сбор добываемой продукции от скважин до замерных установок и до врезки нефтепроводов на ЦКППН с минимальными гидравлическими потерями;
- подключение нефтяных скважин к замерным установкам для достоверного замера дебита продукции каждой скважины;
- возможность проведения на скважинах гидродинамических исследований;
- контроль технологических параметров работы оборудования;
- контроль параметров сырой и товарной нефти;
- дегазацию нефти;
- подготовки товарной нефти в соответствии с требованиями СТ РК 1347–2005 (ГОСТ Р 51858–2002, MOD);
- подготовку сточной воды для закачки в систему поддержания пластового давления (ППД);
- учет объемов подготовленной нефти и сточной воды;
- учет добычи промысловой продукции месторождения в целом, достоверный замер поступающей на ЦКППН с нефтепромыслов продукции;
- учет объемов добычи попутного газа и объемов газа, потребляемого на собственные нужды и сдаваемого на объекты утилизации;



- надежность эксплуатации всех технологических звеньев объектов сбора, транспорта, подготовки нефти и газа;
- автоматизацию и телемеханизацию всех технологических процессов;
- минимальные технологические потери нефти и газа.

Текущее состояние действующей системы промыслового сбора и транспорта продукции скважин

На месторождении Каламкас применяется замкнутая герметизированная однотрубная лучевая система промыслового сбора нефти и сырого газа. Все скважины обустроены наземным и подземным оборудованием в зависимости от способа эксплуатации. Обустройство всех объектов сбора, транспорта и подготовки нефти ведется в соответствии с действующими правилами и нормативными документами.

На месторождении все технологические объекты добычи и промыслового сбора продукции скважин территориально сгруппированы в четыре цеха добычи нефти и газа: ЦДНГ-1, 2, 3, 4. В состав ЦДНГ входят: групповые установки (далее – ГУ) и замерные установки (далее – ЗУ), нефтяные скважины, подключенные к ГУ и ЗУ через выкидные трубопроводы, нефтегазосборные коллектора.

В ПУ «Каламкасмунайгаз» на всех ГУ откачка добытой жидкости осуществляется в автоматизированном режиме. Все групповые установки оснащены необходимым технологическим оборудованием в зависимости от количества подключенных к ним нефтяных скважин. На ГУ установлены: автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) типа «Спутник АМ-14500» нефтегазовые сепараторы различного объема, газовые сепараторы, насосы, печи подогрева нефти, расходомеры, дренажные емкости и т.д. Распределение технологического оборудования на ГУ по ЦДНГ-1, 2, 3, 4 по состоянию на 01.01.2024 г. показано в таблице 4.11.

Таблица 4.11 - Распределение технологического оборудования на ГУ по ЦДНГ-1, 2, 3, 4

ЦДНГ	Количество ГУ	Количество ЗУ	Спутники на ГУ и ЗУ	Надземное оборудование										Газовые сепараторы	УУН
				Насосы								Буферные емкости			
				9 МГР	НБ-125	НБ-125-8	АНБ-125	НБ-50	МФНУ У1НВ1-240.4.015.2000	ЦНС-105-147	ЦНСАНТ60-175/55				
1	18	10	53	3	40	18	3	1	2	14		35	18	54	
2	19	4	39	26	19	8				22	2	38	19	58	
3	20	6	52	4	39	24				2		40	20	40	
4	17	5	43	7	24	23	4			4		34	17	43	
Итого	74	25	187	40	122	73	7	1	2	42	2	147	74	195	
					195										

Технологический процесс на ГУ осуществляется по схеме, представленной на рисунке 4.1. Все нефтяные скважины по выкидным трубопроводам, выполненным из углеродистой стали (Ст.20), и по стеклопластиковым трубам (СПТ) с условным диаметром 100 мм подключены к АГЗУ (поз. 1) типа «Спутник АМ-14500», где в автоматическом режиме производится поочерёдный индивидуальный замер дебита продукции скважин. К одному «Спутнику» подключается не более 14 скважин. С АГЗУ продукция со всех скважин поступает в нефтегазовые горизонтальные двухфазные сепараторы первой ступени сепарации (поз. 2), в которых происходит отделение газа от жидкости.



Затем нефть, обезвоженная до 5%, по нефтепроводам с УПСВ-1 поступает с давлением 0,5 - 0,6 МПа, со средней обводненностью 5-10 % и температурой 50-60 °С на ЦКППН для дальнейшей подготовки.

Продукция, добытая скважинами на ЦДНГ-3, 4 после замера дебитов на ЗУ и разгазирования нефти от газа на ГУ по сборным коллекторам при давлении 0,6-1,0 МПа, со средней обводненностью 75-98 % и температурой 28-38 °С поступает для подготовки на ЦКППН.

Технология подготовки нефти на ЦКППН ПУ «КМГ» предусматривает использование волжской технической воды для обессоливания нефти.

ЦКППН месторождения Каламкас включает в себя три установки подготовки нефти: старый парк, новый парк, установка подготовки нефти (УПН-3). Проектная мощность старого и нового парка имеет следующие параметры: производительность старого парка (проект «КазНИПИнефть») составляет 1-2 млн т/год по товарной нефти; производительность нового парка, состоящего из двух очередей (проект «Гипровостокнефть»), составляет ЕТБ-I 3 млн. т/год, ЕТБ-II 2,1 млн. т/год товарной нефти каждая. УПН-3 имеет общую технологическую связь с существующими блоками ЕТБ-I и ЕТБ-II.

Готовой продукцией ЦКППН является товарная нефть I группы качества СТ РК 1347 (ГОСТ Р 51858–2002, MOD), сырой газ, используемый в качестве топлива для работы печей, и сточная вода, применяемая для закачки в пласт. Товарная нефть сдается на нефтеперекачивающую станцию АО «КазТрансОйл» для ее дальнейшей транспортировки потребителям.

По состоянию на 01.01.2024 г. общая протяженность нефтепроводов составляет 2075,2 км, в том числе стальных – 347,7 км (16,75%), стеклопластиковых – 1727,5 км (83,25 %).

Добыча, сбор, подготовка и транспортировка газа производится на ЦДПТиГ месторождения Каламкас. Часть подготовленного попутного газа применяется на собственные нужды, оставшийся газ транспортируется потребителям.

Проектные решения по дальнейшему расширению и совершенствованию системы промыслового сбора и подготовки продукции скважин

В соответствии с проектными решениями разработки месторождения Каламкас было выполнено уточнение основных технологических показателей разработки. В приведенных расчетах рассмотрено четыре варианта по обустройству объектов нефтесбора.

По варианту разработки № 1 на месторождении не предусмотрено бурение и ввод в эксплуатацию каких-либо скважин.

Объемы строительных работ и динамика ввода дополнительного оборудования по системе промыслового сбора нефти по варианту №2 представлены в таблице 6.15, по вариантам №3 и №4 – в таблице 6.16.

Для реализации проектных решений выполнен расчет проектного оборудования и трубопроводов по годам. В программе Автокад в схему существующей системы нефтесбора месторождения Каламкас проектные скважины добавлены по координатам с указанием года ввода в эксплуатацию. Количество контролирующего оборудования на устье скважин (манометр, обратный клапан и т.д.) определялось по количеству проектных добывающих скважин.

Из-за расположения проектных скважин на краевых участках месторождения и отдаленности от существующих ЗУ и ГУ с целью экономии затрат на прокладку выкидных



линий предложено строительство новых дополнительных ЗУ со стандартным оборудованием и монтажом на них АГЗУ типа «Озна» с трехфазным измерением на 14 отводов.

Общая протяженность всех выкидных трубопроводов (стеклопластиковые DN 100-95 мм) по проектным скважинам и всех сточных трубопроводов (стеклопластиковые DN 150 мм) от дополнительных проектных ЗУ до существующих ГУ замеры в ПО Автокад. Так как в ПО Автокад не учитывается рельеф местности к протяженности трубопроводов добавлено 10%.

Строительство новых дополнительных ГУ не предлагалось, так как согласно проектным показателям годовая добыча жидкости с 2024 года снижается, а также уменьшается количество скважин эксплуатационного фонда.

Таблица 4.12 - Объемы строительных работ и динамика ввода дополнительного оборудования по системе промыслового сбора нефти по варианту №2

№ п/п	Мероприятия	Ед. изм.	2024 год
1	Подключение проектных добывающих скважин	ед.	59
	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	ед.	59
2	Строительство проектной автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ):	ед.	
	ОЗНА-Импульс 40-14-400		3
	Дренажная емкость, 8 м ³		3
3	Прокладка трубопроводов	м	
	Прокладка выкидных трубопроводов (стеклопластиковые DN 100-95 мм) по проектным скважинам		42 650
	Прокладка сточных трубопроводов (стеклопластиковые Ду150) от ЗУ до ГУ		4700
4	Расчет электрических нагрузок потребителей электроэнергии системы нефтесбора	кВт	
	при обустройстве проектных нефтяных скважин		708
	при строительстве дополнительных ЗУ		63
	Потребление электроэнергии по годам по вводимому проектному оборудованию		771
	Накопленное потребление электроэнергии по годам по введенному действующему оборудованию		771



Таблица 4.13 - Объемы строительных работ и динамика ввода дополнительного оборудования по системе промыслового сбора нефти по вариантам №3 и №4

№ п/п	Мероприятия	Ед. изм.	Всего	Период разработки											
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Подключение проектных добывающих скважин	ед.	343	55	46	38	30	26	25	24	23	22	20	18	16
	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	ед.	343	55	46	38	30	26	25	24	23	22	20	18	16
2	Строительство проектной автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ):														
	ОЗНА-Импульс 40-14-400	ед.	6	4	1	1									
	Дренажная емкость, 8 м³		6	4	1	1									
3	Прокладка трубопроводов	м													
	Прокладка выкидных трубопроводов (стеклопластиковые DN 100-95 мм) по проектным скважинам		312350	42 650	36 750	33 100	27 400	20 000	24 700	23 550	22 700	25 000	20 800	14 700	21 000
	Прокладка сточных (стеклопластиковые Ду150) трубопроводов от ЗУ до ГУ		9570	6850	1700	1020									
4	Расчет электрических нагрузок потребителей электроэнергии системы нефтесбора														
	при обустройстве проектных нефтяных скважин	кВт	4 116	660	552	456	360	312	300	288	276	264	240	216	192
	при строительстве дополнительных ЗУ		126	84	21	21									
	Потребление электроэнергии по годам по вводимому проектному оборудованию		4 242	744	573	477	360	312	300	288	276	264	240	216	192
	Накопленное потребление электроэнергии по годам по введенному действующему оборудованию			744	1 317	1 794	2 154	2 466	2 766	3 054	3 330	3 594	3 834	4 050	4 242



Выводы и рекомендации по системе сбора и подготовки нефти

1. Действующая система промыслового сбора и транспорта нефти и газа месторождения Каламкас обеспечивает предъявляемые к ней требования по герметизированному сбору добываемой продукции, её замеру, первой ступени сепарации и дальнейшему раздельному транспорту нефтяной эмульсии и газа по трубопроводам на объекты её подготовки на ЦКППН и ЦДПТиГ.

2. Рекомендовано продолжить работы по прокладке стеклопластиковых трубопроводов, обладающих устойчивостью к коррозии. Для надежности использования СПТ рекомендуется использование ингибитора солеотложений.

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

4.5 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

По вопросу утилизации сырого газа в соответствии с требованиями нормативно-законодательной базы РК Рабочей группой МЭ РК была утверждена «Программа развития переработки сырого газа месторождения Каламкас на 2023 год» (Протокол №2.1 от 03.03.2023 г.).

В рамках данной Программы весь добываемый сырой газ используется на собственные нужды в качестве топлива для работы газопотребляющего оборудования при подогреве добываемой продукции и для выработки электроэнергии, излишек газа реализуется сторонним потребителям.

При аварийных ситуациях и при ремонтно-профилактических работах на месторождении предусмотрен сброс сырого газа на свечи рассеивания, которые расположены на групповых установках, и в соответствии с требованиями проектных норм, на свечи сброса факельной системы низкого давления, находящегося на территории ЦКППН. Баланс добычи и распределения сырого газа представлены в таблице 4.14

Таблица 4.14 - Баланс добычи и распределения сырого газа

№ п/п	Показатели	2021 год		2022 год		2023 год	
		План	Факт	План	Факт	План	Факт
1	Добыча сырого газа, тыс. м ³	99 941,97	106 844,64	138 429,12	117 891,99	136000	107619,21
2	Неизбежное сжигание газа, тыс. м ³	1,034	0	0,024	0	1,034	0
3	Собственные производственно-технологические нужды, тыс. м ³	66 215,94	72 751,59	104 683,10	74 811,90	74 811,90	64017,080
4	Реализация, тыс. м ³	33 725,00	34 093,05	33 746,00	43 080,09	61187,071	43602,130

4.6 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Текущее состояние системы ППД на месторождении

Разработка месторождения Каламкас осуществляется с поддержанием пластового давления методом закачки воды в пласт.

Заводнение продуктивных пластов ведется цехом поддержания пластового давления (ЦППД) ПУ «Каламкасмунгаз», который структурно подразделяется на шесть условных участков, каждый из которых включает по две блочных кустовых насосных станции (БКНС). Поставка и транспортировка воды в систему ППД осуществляется цехом подготовки технологической жидкости (ЦПТЖ). В качестве агента для закачки используется сточная (попутная) и альбсеноманская вода.



Сточная вода является продуктом смешения пластовых вод месторождения ПУ «Каламкас» и волжских вод, которая образуется на ЦППН и УПСВ Каламкас после технологических процессов деэмульсации, обезвоживания и обессоливания добытой нефти.

Альб-сеноманская вода осуществляется водозаборными скважинами месторождения Аксын-Каламкас. Вода с водозаборных скважин Аксын-Каламкаского месторождения по выкидным линиям СПТ 100х45 поступает в водосборные коллектора СПТ с диаметром 300х40 и 530х30, по которым подается на РВС-5000 м³ № 1 и № 2, предназначенных для сбора воды, которые установлены на ПНС № 5 и № 6. Далее вода подается в систему поддержания пластового давления на БКНС №5, 6 и через водораспределительные пункты и нагнетательные скважины закачивается под высоким давлением в нефтегазоносные пласты месторождения Каламкас. Учет добычи воды осуществляется с помощью расходомеров типа «Метран» и «FLUXUS».

В рамках «Исследования по определению совместимости альбсеноманской воды месторождения Аксын-Каламкас с юрскими пластовыми водами месторождения Каламкас» (КазНИПИМунайгаз, 2018 г.) проведена оценка пластовой воды м. Каламкас и альбсеноманской воды м. Аксын-Каламкас. Физико-химический анализ показал схожесть исследуемых проб пластовой воды по химическому составу и свойствам. Результаты экспериментальных исследований показали, что альбсеноманская вода может быть использована в системе ППД.

Состав и физико-химические свойства воды, применяемой для заводнения представлены в таблице 4.15

Таблица 4.15 - Состав и физико-химические свойств воды, применяемой для заводнения

Наименование периода	Горизонт (объект)	Содержание ионов мг/л									Общая минерализация, мг/л	Тип закачиваемой воды
		pH	SO ₄ ⁻	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	K ⁺ +Na ⁺	Fe ⁺⁺	Fe ⁺⁺⁺		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
На дату отчета*	БКНС-1,2	6,33	Не определяется	79850,2	152,5	3800	1920	43741,4	28,56	3,99	129464,1	Сточная
	БКНС-3,3а	6,31		80762,5	158,6	4000	1740	44449,8	30,24	3,42	131110,9	Сточная
	БКНС-4а,4б	6,37		78614,8	146,4	3800	1980	42823,7	31,36	4,56	127364,9	Сточная
	БКНС-5,5а	6,4		80918,7	164,7	3600	2160	44208,3	27,44	1,71	131051,7	Сточная 96% + Альбская 4%
	БКНС-6,6а	6,31		79718,8	158,6	3600	1980	43773,6	30,24	2,66	129231	Сточная 54% + Альбская 46%
	БКНС-8,9	6,42		80709,3	170,8	3700	2040	44189,9	33,88	2,09	130810	Сточная
* – данные ЦНИПР ПУ «КМГ»												

Технологический процесс на БКНС осуществляется по схеме, представленной на рисунке 4.2.

Вода для ППД по приемному коллектору с условным диаметром Ø325×12 под давлением 0,3 - 0,6 МПа поступает на БКНС в узел учета жидкости (поз. 1), где производится замер жидкости. Для определения расхода сточной воды на БКНС установлены счетчики-расходомеры «ЭМИС-МАГ 270».

После счетчиков-расходомеров вода направляется по трубопроводам с диаметром Ø325×14 на площадку блочных насосных станции (поз. 3). Площадка оборудована



центробежными насосами типа ЦНС-240-1050. В зависимости от числа установленных насосных блоков (насос + электродвигатель) БКНС имеют разную производительность. Насосное и вспомогательное оборудование размещается в машинном зале или в блоках (основаниях), которые стыкуются между собой, образуя единое помещение.

В поток воды после узла учета жидкости предусмотрен блок реагента БР-2,5 (поз. 2) для подачи ингибитора против коррозии. Для защиты сточного водовода от коррозии применяют ингибитор «Ранкор-1101», от сульфатвосстанавливающих бактерий – бактерицид «Ранцид-7004». Далее жидкость через БГ (поз. 6) по высоконапорным водоводам подается в нагнетательные скважины под давлением 0,7 - 0,9 МПа.

Нагнетательные скважины системы ППД оборудованы НКТ диаметром Ø60 и СПТ Ø63 мм, с глубиной спуска от 700 м до 1000 м. Закачка воды регулируется сменными штуцерами. Для замера объемов закачиваемой воды на нагнетательных скважинах установлены расходомеры «Метран-305ПР» и «УРЖ2КМ».

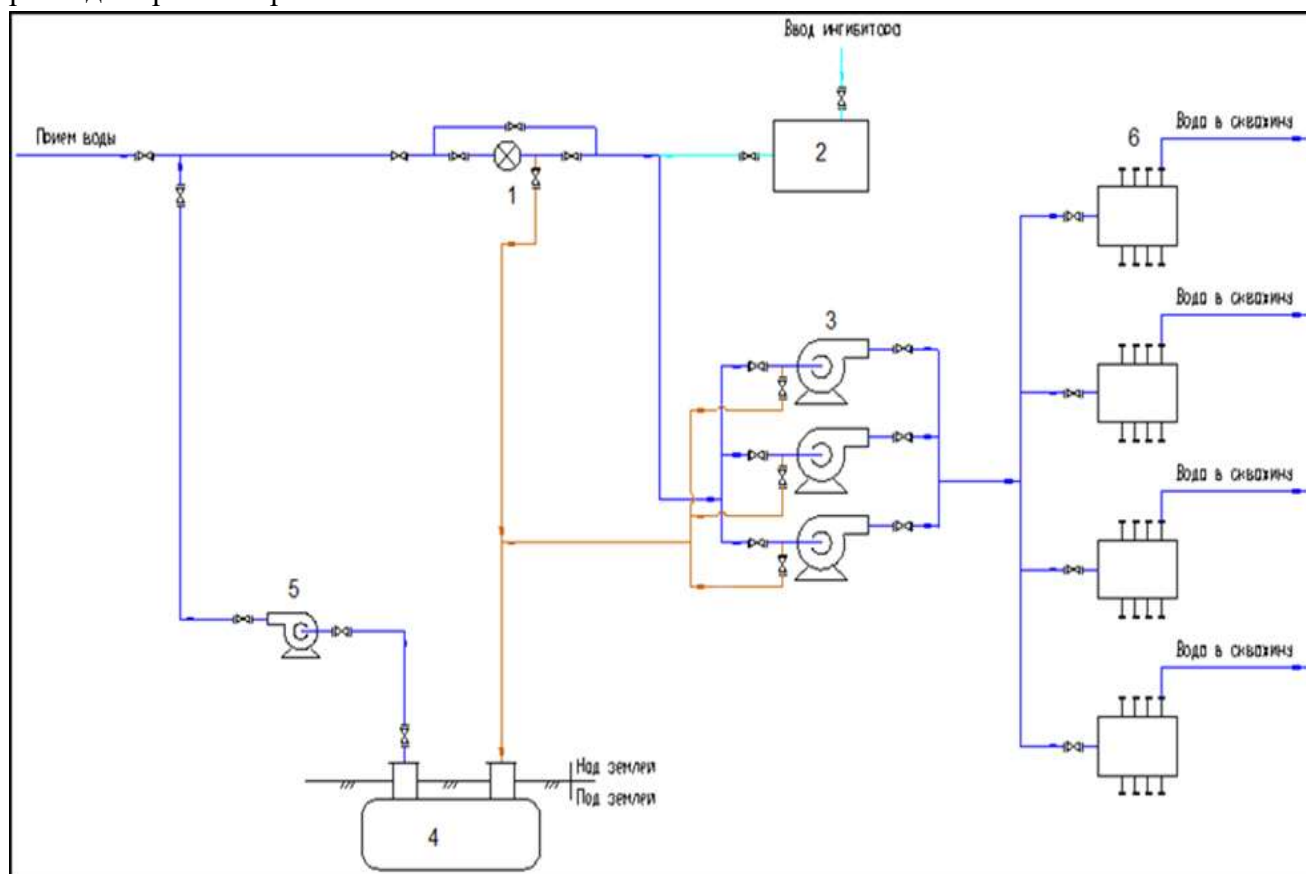


Рисунок 4.2 - Принципиальная технологическая схема БКНС

Все площадки БКНС оснащены присоединительными штуцерами для пропарки и промывки оборудования от донных осадков и шламов. Продукты опорожнения после пропарки и промывки технологического оборудования отводится по канализационной системе с диаметром Ø89×6 мм в подземную дренажную емкость (поз. 4) объемом 25 м³. Дренажная емкость по мере наполнения и достижения верхнего уровня емкости 2 м включаются дренажные насосы (поз. 5) типа НБ-125 и производится откачка воды по трубопроводу в приемный коллектор до блока очистки. Распределение технологического оборудования по БКНС показано в таблице 6.16.



Таблица 4.16 - Распределение БКНС по оборудованию в ПУ «КМГ»

Наименование	БКНС- 1, 2	БКНС- 3,3а	БКНС- 4а,4б	БКНС- 5,5а	БКНС- 6,6а	БКНС- 8,9	Всего
Насосы ЦНС-240-1050, ед.	6	6	7	6	7	8	40
ЦНС-180-1050	-	-	-	-	-	1	1
Счетчики жидкости на БКНС, ЭМИС-МАГ	2	2	2	2	2	2	12
Насосы НБ-125, ед.	1	1	1	1	1	1	6
Дренажные емкости ЕПП-25 м ³ , ед.	1	1	1	1	1	1	6

По состоянию на 01.01.2024 г. общая протяженность трубопроводов системы ППД составляет 750 км, в том числе стальных – 137,2 км (18,30%), стеклопластиковых – 612,8 км (81,7 %).

Требования к качеству используемого агента

Все закачиваемые воды по качеству должны удовлетворять требованиям согласно СТ РК 1662-2007.

Нарушение данных требований может способствовать закупорке поровых каналов мех. примесями, окисленной нефтью и биомассой, образующейся в пласте в процессе развития биогенной сульфатредукции. Вода, выбранная 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 кальматировать фильтр нагнетательных скважин и призабойную зону. Выделение осадков происходит в ходе химических реакций при смешивании вод различного состава и возникновения пересыщенных растворов.

Проектные решения по системе ППД

В соответствии с проектными решениями разработки месторождения Каламкас было выполнено уточнение основных технологических показателей разработки. В приведенных расчетах рассмотрено четыре варианта по обустройству объектов системы ППД.

По варианту разработки № 1 на месторождении не предусмотрено бурение и ввод в эксплуатацию каких-либо скважин.

Объемы строительных работ и динамика ввода дополнительного оборудования по системе ППД по варианту разработки №2 представлены в таблице 4.17, по вариантам №3 и №4 – в таблице 4.18.

Для реализации проектных решений выполнен расчет проектного оборудования и трубопроводов по годам. В программе Автокад в схему существующей системы ППД месторождения Каламкас проектные скважины добавлены по координатам с указанием года ввода в эксплуатацию. Количество контролирующего оборудования на устье скважин (расходомеры для учета закачиваемой воды) определялось по количеству проектных нагнетательных скважин.

Общая протяженность всех высоконапорных водоводов (стеклопластиковые DN 100-95 мм) по проектным скважинам замерена в ПО Автокад. Так как в ПО Автокад не учитывается рельеф местности к протяженности трубопроводов добавлено 10%.

Строительство новых дополнительных ВРБ/БГ не предлагалось, так как согласно проектным показателям годовая добыча жидкости с 2024 года снижается, а также уменьшается количество скважин эксплуатационного фонда.



Таблица 4.17 - Объемы строительных работ и динамика ввода дополнительного оборудования по системе ППД по варианту № 2

№ п/п	Мероприятия	Ед. изм.	Всего	Период разработки					
				2024	2028	2032	2036	2037	2038
1	Подключение проектных нагнетательных скважин	ед.	6	6					
	Перевод под нагнетание		5		1	1	1	1	1
	Установка на устьях скважин расходомеров и контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)		11	6	1	1	1	1	1
2	Прокладка нагнетательных высоконапорных водоводов из стеклопластиковых труб Ду=100 мм (Р=16,0 МПа) от ВРБ до проектных скважин	м	17 930	5 750	8 300	1 150	450	1400	880

Таблица 4.18 - Объемы строительных работ и динамика ввода дополнительного оборудования по системе ППД по вариантам № 3 и № 4

№ п/п	Мероприятия	Ед. изм.	Всего	Период разработки														
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	Подключение проектных нагнетательных скважин	ед.	49	6	5	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3			
	Перевод под нагнетание		5					1				1				1	1	1
	Установка на устьях скважин расходомеров и контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)		54	6	5	4	4	5	4	4	4	5	4	3	3	1	1	1
2	Прокладка нагнетательных высоконапорных водоводов из стеклопластиковых труб Ду=100 мм (Р=16,0 МПа) от ВРБ до проектных скважин	м	73660	5750	6300	6450	4650	8300	6810	4870	6630	6000	5650	5770	3750	450	1400	880



Выводы и рекомендации по системе ППД

1. В целом действующая система ППД соответствует проектным требованиям, за технологическими параметрами заводнения скважин ведется контроль с применением счетчик-расходомеров различного типа.
2. Технологическое оборудование и трубопроводные коммуникации системы ППД обеспечивают уровни закачки воды с учетом компенсации объемов добываемой продукции.
3. Все нагнетательные скважины, в соответствии с проектом обустройства, через нагнетательные линии подключены к ВРБ и БГ. Установленное оборудование удовлетворяет по пропускной способности объему закачиваемой жидкости.
4. Необходимо контролировать и анализировать показатели по качеству закачиваемых вод.
5. При использовании для заводнения попутной (пластовой) и альб-сеноманской воды необходимо осуществлять их раздельную закачку через различные насосные агрегаты. Это предупредит осложнения в системе ППД, вызванные несовместимостью различных типов используемой воды.
6. Рекомендовано продолжить работы по прокладке трубопроводов из стеклопластика, а также рассмотреть возможность прокладки гибких композитных труб.

4.7 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Для разработки нефтяных залежей на месторождении Каламкас было пробурено 3582 скважины. По состоянию на 01.01.2024 г. в действующем фонде находится 2942 скважины, контрольных 16 скважин, остальные скважины – в ликвидированном и в бездействующем фонде.

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.

Исходя из горно-геологических условий бурения проектируемых скважин, с учетом опыта бурения ранее пробуренных скважин на месторождении Каламкас и, в соответствии с действующими в РК Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр [1], а также с учетом Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности [2], рекомендуются следующие конструкции скважин:

Скважины, добывающие и нагнетательные, расположенные вне газового контура.

- Направление устанавливается с целью перекрытия техногенного газа в сенон-туроне, предотвращения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора.
- Кондуктор устанавливается с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений, поглощающих, газоводоносных и водоносных горизонтов, а также для перекрытия техногенного газа в сеномане и альбе.
- Эксплуатационная колонна устанавливается с целью изоляции вскрываемого разреза, разобщения, испытания (освоения) и эксплуатации продуктивных горизонтов, а также нагнетания рабочего агента в пласт.

Скважины, добывающие и нагнетательные, расположенные в газовом контуре.

- Направление устанавливается с целью перекрытия техногенного газа в сенон-туроне, предотвращения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктором, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора.
- Кондуктор устанавливается с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений, поглощающих, газоводоносных и водоносных горизонтов, а также для перекрытия техногенного газа в сеномане и альбе.
- Хвостовик устанавливается с целью перекрытия газоносных, водоносных горизонтов и неустойчивых отложений, а также для предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну.
- Эксплуатационная колонна устанавливается с целью изоляции вскрываемого разреза, разобщения, испытания (освоения) и эксплуатации продуктивных горизонтов, а также нагнетания рабочего агента в пласт.



Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 4.19.

Таблица 4.19 - Рекомендуемая конструкция скважин

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента, м
	долота	колонны		
1	2	3	4	5
Скважины, добывающие и нагнетательные, расположенные вне газового контура				
Направление	393,7	324	50	до устья
Кондуктор	295,3	245	430	до устья
Эксплуатационная колонна	215,9	168	900	до устья
Скважины, добывающие и нагнетательные, расположенные в газовом контуре				
Направление	490,1	426	20	до устья
Кондуктор	393,7	324	450	до устья
«Хвостовик»	295,3	245	350-750	350
Эксплуатационная колонна	215,9	168	900	до устья

Диаметр эксплуатационной колонны, исходя из назначения скважины, принимается равным 168 мм. Диаметры направления, кондуктора и «хвостовика» (для скважин, расположенных в газовом контуре) проектируются исходя из минимально-допустимых зазоров, обеспечивающих беспрепятственный спуск и качественное цементирование обсадных колонн.

Надежность и долговечность конструкции должна обеспечивать нормальную эксплуатацию скважины.

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

При бурении вертикальных скважин отклонение от вертикали не должно превышать 3-5 градусов [2].

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

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

В зависимости от свойств ожидаемого флюида и пластового давления в соответствующих интервалах, а также типа БУ, на устье скважин предусматривается использование следующего противовыбросового оборудования:

Скважины, добывающие и нагнетательные, расположенные вне газового контура.

- После спуска и цементирования направления устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием ОП 32-350/80×35 [3].
- После спуска и цементирования кондуктора устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием ОП 45-230/80×35 [3].

Скважины, добывающие и нагнетательные, расположенные в газовом контуре.

- После спуска и цементирования направления устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием ОП 32-425/80×21 [3].



- После спуска и цементирования кондуктора устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием ОП 45-350/80×35 [3].
- После спуска и цементирования хвостовика устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием ОП 45-230/80×35 [3].

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

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

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

Обвязку обсадных колонн скважин предусмотрено производить с помощью колонных головок ОКК1-21-168×245 [4], для скважин, добывающих и нагнетательных, расположенных вне газового контура и ОКК1-21-168×324 [4], для скважин, добывающих и нагнетательных, расположенных в газовом контуре, с последующим оборудованием устьев фонтанными арматурами АФК1-65×21 [5] или АНК1-65×21 [5], для добывающих и нагнетательных скважин соответственно.

Для надежной изоляции пластов и предотвращения коррозии труб рекомендуется подъем цемента за колоннами производить до устья скважины, за исключением хвостовика, в котором подъем цемента за колоннами производить до 350 м.

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

Подготовка ствола скважины:

- шаблонирование и проработка ствола скважины в местах посадок, сужений и отложений глинистой корки; после проработки ствола промывка скважины с доведением параметров бурового раствора в соответствие с проектом;
- применение эффективных буферных жидкостей, обладающих разрыхляющими и моющими свойствами для удаления глинистой корки;
- обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования.

Технологическая оснастка обсадных колонн:

- применение оснастки (центраторы, скребки, турбулизаторы) в соответствии с нормативными документами РК и требованиями технических проектов на строительство скважин;
- уточнение мест установки технологической оснастки после проведения геофизических исследований;
- установка заколонных пакеров, как механических, так и набухающих в различных средах (водной, углеводородной) для изоляции осложненных участков.

Технология и способ цементирования обсадных колонн:

- использование технологии цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения высоты подъема цемента до устья и предотвращения гидроразрыва пластов;



- использование двухступенчатого способа цементирования в зонах вероятных поглощений для обеспечения проектной высоты подъема цемента при низких градиентах гидроразрыва пластов;
- расхаживание и (или) вращение обсадных колонн для обеспечения полноты вытеснения бурового раствора;
- использование двух цементировочных пробок для лучшего разделения тампонажного и бурового растворов.

Тампонажные растворы и материалы

- использование высококачественного тампонажного цемента типа ПЦТ I-CC-100 или ПЦТ I-G-CC-1 по ГОСТ 1586-91 или G (HSR) по API 10A;
- при цементировании эксплуатационной колонны использование тампонажных растворов с повышенными изоляционными свойствами: седиментационно-устойчивых, имеющих низкую водоотдачу и плотную структуру цементного камня;
- обеспечение плотности тампонажного раствора, соответствующей требованиям технических проектов на строительство скважин и стабилизация раствора во время всего процесса цементирования путем применения осреднительной емкости;
- использование эффективных химических реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов (облегчающие добавки, понизители водоотдачи, дисперсанты, ускорители и замедлители схватывания и т.д.) и получения качественного тампонажного камня.

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

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

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

4.8 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

Вскрытие продуктивного пласта – это ряд технических операций, направленных на организацию сообщения между скважиной и продуктивным пластом. Различают первичное и вторичное вскрытие продуктивного горизонта. Под первичным вскрытием понимается комплекс работ, связанных с разбуриванием продуктивного пласта и обеспечением устойчивости ствола скважины в нем. Вторичное вскрытие – перфорация скважины. Перфорация – процесс образования каналов в обсадной колонне, цементном камне и породе для создания гидродинамической связи скважины с пластом без отрицательного воздействия на коллекторские свойства призабойной зоны пласта.

Требования к методу вскрытия пласта:

1. при вскрытии пласта с высоким давлением необходимо предотвратить возможность открытого фонтанирования скважины;
2. при вскрытии пласта должны быть сохранены природные фильтрационные свойства пород призабойной зоны. Если проницаемость пород мала, следует принять меры по улучшению фильтрационных свойств призабойной зоны скважины;
3. должны быть обеспечены надлежащие интервалы вскрытия пласта, гарантирующие



длительную безводную эксплуатацию скважин и максимальное облегчение притока нефти к забою.

Требования к буровым растворам разработаны с учетом всех предполагаемых ситуаций, которые базируются на геологической информации по месторождению Каламкас и, в соответствии с Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности [2].

Основными проблемами при бурении скважин являются:

- размыв устья, осыпи и обвалы стенок скважин в сенон-туроне;
- грифонообразование в сенон-туроне, альб-сеномане и апте;
- посадки, затяжки и прихваты бурильного инструмента из-за сужения ствола скважины в альбе и апте;
- поглощение промывочной жидкости в альбе, неокоме и юре;
- газопроявления в сенон-туроне, апте и неокоме;
- газоводопроявления в сеномане и альбе;
- газонефтеводопроявления в неокоме и юре.

Общим требованием к промывочной жидкости, используемой при вскрытии продуктивных горизонтов, является:

- минимальная водоотдача, обеспечивающая наименьшее загрязнение коллектора фильтратом;
- минимально допустимая плотность, обеспечивающая наименьшее превышение гидростатического давления над пластовым;
- минимальное содержание твердой дисперсной фазы, в первую очередь утяжелителя, с целью снижения кольматации коллекторов.

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 систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для наибольшего сохранения коллекторских характеристик пласта и недопущения кольматации его, в качестве утяжелителя бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый временно закупоривающий агент, во избежание загрязнения коллектора.

Для качественного вскрытия продуктивных юрских отложений и повышения устойчивости стенок скважин рекомендуется применять ингибирующие буровые системы на водной основе – ингибирующий полимерный буровой раствор.

При использовании не ингибирующих систем промывочных жидкостей велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей, что приводит к снижению механической скорости проходки, ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, кольматации призабойной зоны, то есть ухудшению продуктивности скважин.



Плотность бурового раствора (если она не вызывается необходимостью обеспечения устойчивости стенок скважины) в интервалах совместимых условий бурения определяется из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (поровое) на величину 10-15% - для скважин глубиной до 1200 метров (интервалов от 0 до 1200 метров включительно), но не более 1,5 МПа (15 кгс/см²).

Технология углубления скважин в продуктивном разрезе, режим бурения и параметры бурового раствора должны учитывать создание минимальных гидродинамических нагрузок на стенки скважины.

Согласно Правил [2] (с изменениями и дополнениями от 15.01.2023 г.):

- Пункт 85-4: Рецепт и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора контролируются специалистами авторского надзора за строительством скважин.
- Пункт 85-5: В процессе бурения и промывки скважины параметры (свойства) бурового раствора контролируются с периодичностью – плотность и вязкость через 10-15 минут, температура, фильтрация, содержание песка, содержание коллоидной фазы, pH, СНС1/10 и реологические показатели (эффективная вязкость и динамическое сопротивление сдвигу) – каждые 4 часа. При разбуривании газовых горизонтов плотность бурового раствора, выходящего из скважины, и после дегазатора измеряется через каждые 5 минут, остальные показатели с периодичностью, указанной выше. При отсутствии на буровой газокаротажной станции два раза в смену проводится контроль бурового раствора на насыщенность его газом. Параметры бурового раствора записываются в журнале.

Суточные отчёты (рапорты) с результатами анализа и данными ежесуточного учёта прихода/расхода/остатков хим. реагентов и материалов для приготовления и обработки бурового раствора должны своевременно отсылаться назначенным ответственным специалистам недропользователя, бурового подрядчика, супервайзинговой компании и сервисной компании, осуществляющей инженерное сопровождение бурового раствора.

Инженер по буровым растворам обязан оперативно и адекватно реагировать на все изменения свойств бурового раствора, а также совместно и согласованно с ответственными на буровой представителями недропользователя, бурового подрядчика и супервайзинговой компании реагировать на любые осложнения, возникающие при бурении скважины.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины в активных глинах, необходимо увеличить концентрацию ингибитора гидратации глин, а в слоистых породах (сланцах), склонных к осыпям, применять добавки микрокольматантов.

Если же осыпи и обвалы стенок скважины продолжаются, необходимо ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения этих осложнений, при этом не вызывая поглощений.

Ступенчатое увеличение плотности бурового раствора необходимо применять также и в случае газо-нефте-водопроявлений до их прекращения, при этом не вызывая поглощений раствора.

Для недопущения нефтегазоводопроявлений требуется непрерывное слежение за технологическими показателями бурового раствора и уровнем бурового раствора в рабочих ёмкостях с использованием специальных приборов.

В случае возникновения поглощений в надпродуктивной толще, использовать в необходимом количестве и сочетании разные по форме и размеру частицы наполнители, такие как: зернистые пластиковая и резиновая крошка, волокнистые древесные опилки и обрезки



целлофана, чешуйчатые слюда и пластиковые хлопья, а также другие всевозможные материалы-наполнители.

В случае возникновения поглощения бурового раствора в продуктивных пластах использовать исключительно зернистый (обычный) и чешуйчатый карбонат кальция разных фракций.

В целях своевременного реагирования на возникающие вышеуказанные осложнения, на буровой необходимо иметь достаточный запас утяжелителя для поднятия плотности бурового раствора в циркуляционной системе до необходимой, а также достаточный запас различных по своему вещественному составу, форме и фракционному составу наполнителей.

С целью более эффективной очистки ствола скважины, особенно в его кавернозной части, периодически в процессе бурения, а также при подготовке ствола к спуску обсадных колонн, необходимо прокачивать специально приготовленные пачки раствора той же плотности с ДНС, увеличенным на 40-50 % по сравнению с рабочим раствором. Объем пачек должен быть таким, чтобы обеспечивать высоту их столба в затрубном пространстве ± 100 м.

Особые требования предъявляются к системе контроля за содержанием твердой фазы в буровом растворе и её регулированию, для чего циркуляционная система буровой установки должна быть оснащена самым современным оборудованием для очистки и регулирования содержания твердой фазы (вибрационные сита, оснащенные сетками с ячейками от 40-80 меш для грубой очистки до 180-270 меш для тонкой очистки, гидроциклонные пескоотделитель, илоотделитель и центрифуга). Надлежащее использование системы очистки с совокупным коэффициентом эффективности удаления выбуренной породы из бурового раствора не ниже 90% позволит обеспечить поддержание запроектированных параметров раствора, сократить затраты на его обработку (избежать максимального разбавления) и обеспечить минимальную степень загрязнения продуктивных пластов тонкодисперсной твердой фазой.

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.

Основные требования, предъявляемые к перфорационным жидкостям – это создание противодавления на пласт, достаточного для предупреждения газонефтепроявлений; недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта.

Исходя из этого, перфорационные жидкости не должны иметь в своем составе твердой фазы, а если таковая присутствует, то она должна быть легко удаляемой с поверхности перфорационных каналов посредством создания депрессии на пласт или установкой солянокислотной ванны.

Учитывая вышеизложенные требования с целью максимального сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов (пористость и проницаемость) при вторичном вскрытии, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, концентрация которых в каждом конкретном случае определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов.

Рекомендуемый перечень компонентов перфорационной жидкости, их функциональное назначение:

- вода техническая – основа перфорационной жидкости;
- хлористый натрий (NaCl) – соль, водорастворимый утяжелитель;
- хлористый калий (KCl) – ингибитор гидратации внутрипоровой глины;
- каустическая сода – регулятор pH;



- ксантановый биополимер – суспендирующий агент, регулятор реологии, не повреждающий продуктивные пласты;
- карбоксиметилированный крахмал – понизитель фильтрации, не повреждающий продуктивные пласты;
- пеногаситель кремнийорганический – кремнийорганическая жидкость, пеногаситель буровых растворов различных типов;
- бактерицид – предохранитель бактериальной деструкции полимеров;
- неионогенный ПАВ – понизитель поверхностного натяжения на границе раздела фаз;
- карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный – кислоторастворимый утяжелитель.

Перед перфорацией необходимо заполнить скважину перфорационной жидкостью по всей длине ствола скважины.

Освоение производить спуском НКТ на 10 метров выше верхней границы интервала перфорации.

Вызов притока из пласта при освоении скважин производить, путем замены жидкости, заполняющей скважину во время перфорации, на воду, снижением уровня с помощью ГНКТ и азотно-компрессорной станции.

Допустимо совершенствовать технологии вскрытия продуктивных горизонтов с целью исключения кольтматации коллекторов.

4.9 Обоснование проекта плана добычи нефти, газа, объемов буровых работ и закачки воды в пласт

Обоснование проекта прогноза добычи нефти и газа, объема буровых работ и закачки воды в пласты в целом по месторождению Каламкас до конца экономически рентабельного срока разработки по рекомендуемому 4 варианту разработки приведено в таблице 4.20.



Таблица 4.20 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ Обоснование проекта прогноза технологических показателей разработки месторождения Каламкас. Вариант 4 (рекомендуемый)

№ № п/п	ПОКАЗАТЕЛИ	ЕИ	Годы																						
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
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
1	Добыча нефти, всего	тыс.т.	3597	3605	3585	3520	3480	3450	3388,1	3270,7	3100	2982,6	2828,4	2677	2488,8	2370	2253	1987,5	1851,6	1738,8	1450	1275	1179	1045	900
	в т.ч. из:																								
1,1	переходящих скважин	"	3511,8	3411,4	3321,2	3195,0	3109,6	3042,9	2946,4	2815,1	2651,2	2554,5	2433,6	2325,4	2375,4	2287,8	2195,0	1950,7	1832,5	1729,5	1448,4	1275,0	1179,0	1045,0	900,0
1,2	новых скважин	"	63	145	182	183	183	183	195	202	205	208	207	200											
1,3	механизированным способом	"	3597	3605	3585	3520	3480	3450	3388,1	3270,7	3100	2982,6	2828,4	2677	2488,8	2370	2253	1987,5	1851,6	1738,8	1450	1275	1179	1045	900
1,4	за счет полимерного заводнения	"	5	58,1	148,7	314,1	465,9	629,7	745,1	809,8	815,1	786,3	734,3	658,2	573,4	470,2	394,8	344,9	280,1	186	89,8	80,5	8,2	7,2	
2	Ввод новых добывающих скважин, всего	ед.	55	46	38	30	26	25	24	23	22	20	18	16											
	в т.ч. из:																								
2,1	эксплуатационного бурения	"	55	46	38	30	26	25	24	23	22	20	18	16											
2,2	разведочного бурения	"																							
2,3	переводом из др. объектов	"																							
2,4	дублеров	"																							
3	Среднесуточный дебит нефти новых скважин	т/сут	5,6	15,5	23,6	30,1	34,7	36,1	40,1	43,3	46	51,3	56,7	61,6											
4	Ср.число дней работы новых скважин	сут	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5											
5	Ср.глубина новой скважины	тыс.м.	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9											
6	Эксплуатационное бурение, всего	"	49,5	41,4	34,2	27	23,4	22,5	21,6	20,7	19,8	18	16,2	14,4											
	в т.ч.:																								
6,1	добывающие скважины	"	49,5	41,4	34,2	27	23,4	22,5	21,6	20,7	19,8	18	16,2	14,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6,2	специальные	"																							
7	Расч. вр. работы нов. скв. пред. года в дан. году	скв*сут		19272	16118,4	13315,2	10512																		
8	Расч. доб. нефти из нов. скв. пред. года в дан. году	тыс.т.		108,9	250,6	314,5	316,2																		
9	Доб. нефти из перех. скв. пред. года	"		3534	2629,5	2588	2450,5	2484,3	2398,6	2334,6	2166	2098,2	2064,7	1941,3	1856,3	1720,5	1601,6	1465,3	1379,8	1288,5	1261	1254	1148,2	1131,7	1050,5
10	Рас. доб. нефти из перех. скв. данного года	"		3642,9	2880,1	2902,5	2766,7	2484,3	2398,6	2334,6	2166	2098,2	2064,7	1941,3	1856,3	1720,5	1601,6	1465,3	1379,8	1288,5	1261	1254	1148,2	1131,7	1050,5
11	Ожидаемая добыча нефти из перех. скв. данного года	"	3534	2629,5	2588	2450,5	2484,3	2398,6	2334,6	2166	2098,2	2064,7	1941,3	1856,3	1720,5	1601,6	1465,3	1379,8	1288,5	1261	1254	1148,2	1131,7	1050,5	967,6
12	Изменение добычи нефти из переходящих скважин	"	3534	-1013,3	-292,1	-452	-282,4	-85,7	-64	-168,7	-67,8	-33,5	-123,4	-85,1	-135,7	-118,9	-136,3	-85,4	-91,4	-27,5	-6,9	-105,8	-16,5	-81,2	-82,8
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин	%		-27,8	-10,1	-15,6	-10,2	-3,5	-2,7	-7,2	-3,1	-1,6	-6	-4,4	-7,3	-6,9	-8,5	-5,8	-6,6	-2,1	-0,6	-8,4	-1,4	-7,2	-7,9
14	Мощность новых скважин	тыс.т.	113,4	261	327,6	329,4																			
15	Выбытие добывающих скважин	ед.	45	64	63	64	64	60	64	64	56	58	65	54	60	52	55	66	58	43	465	44	45	47	297
16	Перевод добывающих скважин под закачку	"																							
17	Фонд добывающих скважин на конец года	"	2385	2367	2342	2308	2269	2266	2258	2248	2243	2234	2216	2206	2173	2146	2116	2050	1992	1949	1484	1440	1395	1348	1051
	в т.ч.:																								
17,1	нагнетательные в отработке	"																							
18	Фонд действующих добывающих скважин на конец года	"	2287	2283	2271	2254	2228	2238	2241	2238	2239	2236	2219	2208	2175	2147	2116	2076	2018	1975	1510	1466	1421	1374	1077
19	Перевод скважин на механизированную добычу	"																							
20	Фонд механизированных скважин	"	2287	2283	2271	2254	2228	2238	2241	2238	2239	2236	2219	2208	2175	2147	2116	2076	2018	1975	1510	1466	1421	1374	1077
21	Ввод нагнетательных скважин	"	6	5	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3											
22	Выбытие нагнетательных скважин	"	13	15	12	16	18	16	24	28	20	20	28	19	21	18	22	23	18	11	137	9	15	18	103
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года	"	781	771	763	751	738	726	706	682	667	651	626	610	590	573	552	529	511	500	363	354	339	321	218

24	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года	"	678	682	685	686	686	687	682	667	658	647	626	610	590	573	552	529	511	500	363	354	339	321	218
25	Фонд введенных резервных скважин на конец года	"																							
26	Средний дебит действующих скважин по жидкости	т/сут	58,2	58,1	58,2	58,1	58,1	58	58	57,9	57,8	57,7	57,6	57,6	57,5	57,5	57,6	57,6	57,6	57,6	60,7	60,7	60,6	61,1	64,2
27	Средний дебит переходящих скважин по жидкости	"	52,8	55,6	57,8	58,5	63,5	62,8	62	61	60	59,1	58,3	57,2	56,2	55,3	54,7	54,6	54,2	53,9	54,8	54,5	54	54,1	53,7
28	Средний дебит новых скважин по жидкости	"	840,2	755,1	654,4	729,3																			
29	Средняя обводненность действующего фонда скважин	%	92,5	92,5	92,5	92,6	92,6	92,5	92,5	92,7	92,9	93,1	93,3	93,5	93,8	93,9	94,1	94,6	94,8	95	94,6	95,1	95,2	95,6	95,1
30	Средняя обводненность переходящего фонда скважин	"	91,8	92,1	91,4	91,1	90,6	90,5	89,8	89,8	90,1	89,5	89,8	90,3	91	91,5	91,9	92,3	92,6	93	93,3	93,7	93,9	93,9	93,9
31	Средняя обводненность нового фонда скважин	"																							
32	Средний дебит действующего фонда скважин по нефти	т/сут	4,4	4,4	4,4	4,3	4,3	4,3	4,3	4,2	4,1	4	3,9	3,7	3,6	3,5	3,4	3,1	3	2,9	3,3	3	2,9	2,7	3,1
33	Средний дебит переходящего фонда скважин по нефти	"	4,6	3,4	3,4	3,3	3,4	3,3	3,2	3	2,9	2,8	2,7	2,6	2,4	2,3	2,1	2	2	2	2,6	2,4	2,5	2,4	2,8
34	Средняя приемистость нагнетательных скважин	м3/сут	190	189,5	187,6	185,4	183,6	181,1	180	180,6	180,1	180	182	182,7	183,8	183,5	185,1	186,7	186,5	185,8	187,5	185,7	186,6	189,6	208,9
35	Добыча жидкости, всего	тыс.т.	48018	48132,4	47852	47360,6	46820,5	46209,5	45471,8	44578,9	43755,3	42998,6	42114,8	41154,8	40143,9	38976,1	38010	36784,2	35469,6	34490	26728,4	25761,7	24763,1	23970,9	18549,9
	в т.ч. из:																								
35,1	переходящих скважин	"	40428,1	42427,3	43767,3	43766,9	46820,5	46209,5	45471,8	44578,9	43755,3	42998,6	42114,8	41154,8	40143,9	38976,1	38010	36784,2	35469,6	34490	26728,4	25761,7	24763,1	23970,9	18549,9
35,2	новых скважин	"	7589,9	5705,1	4084,7	3593,7																			
35,3	механизированным способом	"	48018	48132,4	47852	47360,6	46820,5	46209,5	45471,8	44578,9	43755,3	42998,6	42114,8	41154,8	40143,9	38976,1	38010	36784,2	35469,6	34490	26728,4	25761,7	24763,1	23970,9	18549,9
36	Добыча жидкости с начала разработки	"	1058213	1106345,4	1154197,4	1201558	1248378,5	1294588	1340059,8	1384638,7	1428394	1471392,6	1513507,4	1554662,2	1594806,1	1633782,2	1671792,2	1708576,4	1744046	1778536	1805264,4	1831026,1	1855789,2	1879760,1	1898310
37	Добыча нефти с начала разработки	"	178352,6	181957,6	185542,6	189062,6	192542,6	195992,6	199380,7	202651,4	205751,4	208734	211562,4	214239,4	216728,2	219098,2	221351,2	223338,7	225190,3	226929,1	228379,1	229654,1	230833,1	231878,1	232778,1
38	Коэффициент нефтеизвлечения	%	26,9	27,4	28	28,5	29	29,6	30,1	30,6	31	31,5	31,9	32,3	32,7	33	33,4	33,7	34	34,2	34,4	34,6	34,8	35	35,1
39	Отбор от извлекаемых запасов	%	73,9	75,4	76,9	78,3	79,8	81,2	82,6	84	85,3	86,5	87,7	88,8	89,8	90,8	91,7	92,6	93,3	94	94,6	95,2	95,7	96,1	96,5
40	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти:																								
40,1	начальных	"	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1	1	0,9	0,8	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4
40,2	текущих	"	5,4	5,7	6	6,3	6,7	7,1	7,5	7,8	8	8,4	8,7	9	9,2	9,6	10,1	10	10,3	10,8	10,1	9,9	10,1	10	9,5
41	Закачка рабочего агента	тыс.м3.	47198	47373,6	47124,4	46641,4	46153	45621,7	44954,2	44177,3	43459,8	42776,1	41966,9	41105,6	40141,7	39002,1	38000,4	36737,3	35415	34442	25718,2	24753,5	23768,4	22912,3	17640,6
42	Закачка рабочего агента с начала разработки	"	1221936,7	1269310,3	1316434,7	1363076,1	1409229,1	1454850,8	1499805	1543982,3	1587442,1	1630218,2	1672185,1	1713290,7	1753432,4	1792434,5	1830434,9	1867172,2	1902587,2	1937029,2	1962747,4	1987500,9	2011269,3	2034181,6	2051822,2
43	Компенсация отборов жидкости закачкой:																								
43,1	текущая	%	104,6	104,7	104,8	104,8	104,9	105	105,2	105,5	105,8	106	106,2	106,5	106,7	106,8	106,8	106,8	106,9	106,9	102,9	102,9	102,8	102,5	101,9
43,2	накопленная	"																							
44	Добыча нефтяного газа	млн.м3	108,1	110,9	110,8	109,3	107,3	104,4	101,7	98,2	93,9	89,5	84,7	80,3	74,7	69	64,3	59,7	55,5	52,1	39,7	34,9	33,2	31,5	28,4
45	Добыча нефтяного газа с начала разработки	"	4576,5	4687,3	4798,2	4907,5	5014,7	5119,1	5220,9	5319	5413	5502,5	5587,2	5667,5	5742,2	5811,2	5875,5	5935,2	5990,6	6042,7	6082,4	6117,2	6150,4	6181,9	6210,3

Продолжение таблицы

№.№ п/п	ПОКАЗАТЕЛИ	ЕИ	Годы																			
			2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066
1	2	3	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46
1	Добыча нефти, всего	тыс.т.	805,9	757,8	715,7	650	634,4	604	574,7	544,7	523,6	483,6	376,9	352,9	296,5	275,3	251,4	191,3	93,9	57,4	51,1	44,8
	в т.ч. из:																					
1,1	переходящих скважин	"	805,9	757,8	715,7	650,0	634,4	604,0	574,7	544,7	523,6	483,6	376,9	352,9	296,5	275,3	251,4	191,3	93,9	57,4	51,1	44,8
1,2	новых скважин	"																				
1,3	механизированным способом	"	805,9	757,8	715,7	650	634,4	604	574,7	544,7	523,6	483,6	376,9	352,9	296,5	275,3	251,4	191,3	93,9	57,4	51,1	44,8

1,4	за счет полимерного заводнения	"																				
2	Эвод новых добывающих скважин, всего	ед.																				
	в т.ч. из:																					
2,1	эксплуатационного бурения	"																				
2,2	разведочного бурения	"																				
2,3	переводом из др. объектов	"																				
2,4	дублеров	"																				
3	Среднесуточный дебит нефти новых скважин	т/сут																				
4	Ср.число дней работы новых скважин	сут																				
5	Ср.глубина новой скважины	тыс.м.																				
6	Эксплуатационное бурение, всего	"																				
	в т.ч.:																					
6,1	добывающие скважины	"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6,2	специальные	"																				
7	Расч. вр. работы нов. скв. пред. года в дан. году	скв*сут										0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расч. доб. нефти из нов. скв. пред. года в дан. году	тыс.т.										0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Доб. нефти из перех. скв. пред. года	"	967,6	914,6	857,7	813,6	783,3	749,4	710,1	690,4	656,8	631,7	608	580,1	555,8	532,5	515,3	498,5	478,9	463,3	443,6	423
10	Рас. доб. нефти из перех. скв. данного года	"	967,6	914,6	857,7	813,6	783,3	749,4	710,1	690,4	656,8	631,7	608	580,1	555,8	532,5	515,3	498,5	478,9	463,3	443,6	423
11	Ожидаемая добыча нефти из перех. скв. данного года	"	914,6	857,7	813,6	783,3	749,4	710,1	690,4	656,8	631,7	608	580,1	555,8	532,5	515,3	498,5	478,9	463,3	443,6	423	405,7
12	Изменение добычи нефти из переходящих скважин	"	-53	-56,9	-44	-30,4	-33,9	-39,3	-19,7	-33,5	-25,1	-23,7	-28	-24,3	-23,4	-17,1	-16,8	-19,6	-15,5	-19,7	-20,6	-17,4
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин	%	-5,5	-6,2	-5,1	-3,7	-4,3	-5,2	-2,8	-4,9	-3,8	-3,8	-4,6	-4,2	-4,2	-3,2	-3,3	-3,9	-3,2	-4,3	-4,6	-4,1
14	Мощность новых скважин	тыс.т.											0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Выбытие добывающих скважин	ед.	35	122	23	26	31	32	24	33	27	123	24	16	18	7	14	44	91	13	3	2
16	Перевод добывающих скважин под закачку	"																				
17	Фонд добывающих скважин на конец года	"	1016	894	871	845	814	782	758	725	698	575	551	535	517	510	496	452	361	348	345	343
	в т.ч.:																					
17,1	нагнетательные в отработке	"																				
18	Фонд действующих добывающих скважин на конец года	"	1042	920	897	871	840	808	784	751	724	601	577	561	543	536	522	478	387	374	371	369
19	Перевод скважин на механизированную добычу	"																				
20	Фонд механизированных скважин	"	1042	920	897	871	840	808	784	751	724	601	577	561	543	536	522	478	387	374	371	369
21	Эвод нагнетательных скважин	"																				
22	Выбытие нагнетательных скважин	"	12	34	6	9	7	12	7	8	8	39	6	4	3	1	1	3	30	1	2	0
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года	"	206	172	166	157	150	138	131	123	115	76	70	66	63	62	61	58	28	27	25	25
24	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года	"	206	172	166	157	150	138	131	123	115	76	70	66	63	62	61	58	28	27	25	25
25	Фонд введенных резервных скважин на конец года	"																				
26	Средний дебит действующих скважин по жидкости	т/сут	55,8	59,4	63,7	63,8	63,9	64,1	64	63,6	63,1	64,2	65,1	64,9	64,8	65,6	67,6	71,4	60,8	69,5	69,1	65,1
27	Средний дебит переходящих скважин по жидкости	"	46,1	50,3	49,8	49,5	49,1	48,2	47,3	46,6	45,3	45,3	39,7	38,3	37,5	36,1	35,8	35,3	28,5	22,9	21,7	19,4
28	Средний дебит новых скважин по жидкости	"																				
29	Средняя обводненность действующего фонда скважин	%	94,8	94,9	95	95,3	95,2	95,1	95,1	95,1	95	94,3	94,8	94,8	95,3	95,4	95,7	96,3	97,2	97,8	97,9	98
30	Средняя обводненность переходящего фонда скважин	"	93,8	94	94,2	94,3	94,5	94,5	94,6	94,6	94,7	94,7	94,8	94,8	94,8	94,8	94,9	94,9	95	95	95	95
31	Средняя обводненность нового фонда скважин	"																				
32	Средний дебит действующего фонда скважин по нефти	т/сут	2,9	3	3,2	3	3,1	3,1	3,1	3,1	3,2	3,6	3,4	3,4	3	3	2,9	2,6	1,7	1,5	1,4	1,3
33	Средний дебит переходящего фонда скважин по нефти	"	2,7	2,9	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	3,2	3,2	3,2	3,1	3,1	3,1	3,2	3,9	3,9	3,7	3,6
34	Средняя приемистость нагнетательных скважин	м³/сут	181,8	206	205,5	208,8	208,1	211,8	211,2	211,1	210,6	253	227,1	225,8	223,8	218,5	219,2	222,4	282,9	225,1	232,2	213,8
35	Добыча жидкости, всего	тыс.т.	15373,3	14786,2	14249,5	13751,9	13129,2	12387,9	11777,1	11093,6	10379,6	8552,9	7192,9	6736,7	6366,6	6042,9	5827,1	5240,4	3379,5	2618,2	2454,3	2188,4
	в т.ч. из:																					
35,1	переходящих скважин	"	15373,3	14786,2	14249,5	13751,9	13129,2	12387,9	11777,1	11093,6	10379,6	8552,9	7192,9	6736,7	6366,6	6042,9	5827,1	5240,4	3379,5	2618,2	2454,3	2188,4
35,2	новых скважин	"																				
35,3	механизированным способом	"	15373,3	14786,2	14249,5	13751,9	13129,2	12387,9	11777,1	11093,6	10379,6	8552,9	7192,9	6736,7	6366,6	6042,9	5827,1	5240,4	3379,5	2618,2	2454,3	2188,4
36	Добыча жидкости с начала разработки	"	1913683,3	1928469,5	1942719	1956470,9	1969600,1	1981988	1993765,1	2004858,7	2015238,3	2023791,2	2030984,1	2037720,8	2044087,4	2050130,3	2055957,4	2061197,8	2064577,3	2067195,5	2069649,8	2071838,2
37	Добыча нефти с начала разработки	"	233584	234341,8	235057,5	235707,5	236341,9	236945,9	237520,6	238065,3	238588,9	239072,5	239449,4	239802,3	240098,8	240374,1	240625,5	240816,8	240910,7	240968,1	241019,2	241064
38	Коэффициент нефтеизвлечения	%	35,2	35,3	35,5	35,6	35,6	35,7	35,8	35,9	36	36,1	36,1	36,2	36,2	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,4	36,4
39	Отбор от извлекаемых запасов	%	96,8	97,1	97,4	97,7	97,9	98,2	98,4	98,7	98,9	99,1	99,2	99,4	99,5	99,6	99,7	99,8	99,8	99,9	99,9	99,9
40	Гемп отбора от извлекаемых запасов нефти:																					
40,1	начальных	"	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0	0	0	0	0
40,2	текущих	"	9,4	9,8	10,3	10,4	11,3	12,2	13,2	14,4	16,2	17,8	16,9	19	19,7	22,8	26,9	28,1	19,2	14,5	15,1	15,6
41	Закачка рабочего агента	тыс.м³.	14531,8	13955,4	13418,7	12914	12295,9	11564,9	10945,8	10287,5	9604,9	7861,2	6503,5	6075,3	5711	5425,8	5292,5	5062,3	3419,8	2564,1	2405,9	2142
42	Закачка рабочего агента с начала разработки	"	2066354	2080309,4	2093728,1	2106642,1	2118938	2130502,9	2141448,7	2151736,2	2161341,1	2169202,3	2175705,8	2181781,1	2187492,1	2192917,9	2198210,4	2203272,7	2206692,5	2209256,6	2211662,5	2213804,5
43	Компенсация отборов жидкости закачкой:																					
43,1	текущая	%	101,2	101	100,8	100,6	100,3	100	99,6	99,3	99,1	98,2	96,8	96,5	96,1	96,3	97,4	103,8	109	105,7	105,8	105,6
43,2	накопленная	"											0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	Добыча нефтяного газа	млн.м³.	24,1	22,7	21,5	20,3	19,1	18,1	17,2	16,4	15,8	14,5	11,3	10,6	9	8,2	7,6	5,8	2,8	1,7	1,5	1,3
45	Добыча нефтяного газа с начала разработки	"	6234,4	6257	6278,6	6298,9	6317,9	6336	6353,2	6369,6	6385,4	6399,9	6411,2	6421,8	6430,8	6439	6446,6	6452,4	6455,2	6456,9	6458,4	6459,7

4.10 Мероприятия по доразведке месторождения

В период с 01.01.2006 г. по 02.01.2022 г. (после составления ПЗ 2006г.) недропользователем выполнены следующие работы:

- В 2017-2018 г.г. ТОО «БИДЖИПИ Геофизические услуги Казахстан» выполнена полевая съемка ВРС МОГТ-3Д, площадь полнократной съемки составляет 150 кв. км. Дальнейшая обработка и интерпретация сейсмических данных выполнялась ТОО «PGS Kazakhstan» («Профессионал Гео Солюшинс Казахстан») 2018-2019 гг.;

- Отбор керна выполнен в 10 скважинах (6125, 9421, 8063, 9129, 8820, 8238 и 10100). На керне, отобранном в скважинах, проведены стандартные и специальные исследования в лаборатории ЦНЛИ Филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз». По результатам лабораторных исследований керна уточнена методика интерпретации ГИС;

- Выполнена переинтерпретация всего фонда материалов ГИС м.Каламкас;

- Выполнен «Седиментологический анализ юрских продуктивных горизонтов на м. Каламкас по результатам стандартных и специальных лабораторных исследований керна в 5-ти новых скважинах»;

- Пробурено 924 скважин;

- Построена геологическая и гидродинамическая модель месторождения;

- Отобраны и исследованы 68 глубинных и рекомбинированных проб нефти, равномерно расположенных по площади месторождения Каламкас.

Результаты вышеперечисленных работ явились основой для выполнения пересчета начальных запасов углеводородного сырья по юрским отложениям месторождения Каламкас по состоянию изученности на 02.01.2022 г. Представленные в отчете запасы утверждены ГКЗ РК (протокол №2487-22-У от 09.12.2022 г.) по категориям А, В, С₁.

Рекомендации приведенные в Анализе разработки 2022 г. и отраженные в протоколе ГКЗ РК № 2487-22-У от 09.12.2022 г. остаются актуальными.

Рекомендуется:

1. Предусмотреть бурение оценочных скважин.
2. Продолжить отбор и исследования глубинных и поверхностных проб нефти по всем продуктивным пластам месторождения.

3. Провести отбор керна в новых оценочных скважинах по всему продуктивному разрезу для уточнения фильтрационно-емкостных свойств пород (петрофизические параметры, коэффициенты вытеснения, относительные фазовые проницаемости и т.д.).

4. Отобрать керн и доизучить петрофизические свойства Ю-5Ск горизонта с целью обоснования граничных значений с выполнением полного комплекса стандартных, петрографических и специальных исследований.

5. Выполнить исследования относительной фазовой проницаемости (ОФП) в системе газ-нефть на коллекции образцов керна с различными петрофизическими свойствами отобранных из коллекторов газа газовой шапки с целью обоснования граничных значений Кп, Кпр, Кг.

6. Дополнительно провести ОФП в системе нефть-вода по низкопористым и низкопроницаемым коллекторам с целью подтверждения рекомендуемых граничных значений.

7. Изучить “смачиваемость”, оказывающую решающее влияние на дебиты нефти и на величину остаточной нефтенасыщенности пласта-коллектора.

8. Продолжить отбор и исследование свойств пластовых вод продуктивных горизонтов.

9. Продолжить проведение мероприятий по ГИС-к с целью выделения работающих толщин, характера притока и ведения раздельного учета добычи.



10. Продолжить выполнения исследовательских работ в полном объеме (ГДИС, прямые замеры давлений, замеры ГФ и т.д) согласно “Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр”.

В 2022-2023 годах были пробурены оценочно-эксплуатационные скважины 10102, 10103, 10104 и 10107. В скважинах проведен отбор керна, в настоящее время проводится исследования. В скважинах были проведены опробоательские работы, отбор пластовой нефти.

4.10.1 Обоснование расширения горного отвода

Недропользователем месторождения Каламкас является АО «Мангистаумунайгаз», имеющее лицензию серии ГКИ №935 (нефть) от 8 декабря 1997 г. на право пользования недрами для добычи УВС.

С февраля 2006 г. выдан Горный отвод для добычи углеводородного сырья на месторождении Каламкас с площадью – 182,39 кв.км. Глубина Горного отвода до абсолютной отметки минус 1100 м.

Горный отвод месторождения расположен в Мангистауской области в пределах блоков XXXI-11-E (частично), XXXI-11-F (частично), XXXI-11-D.

Таблица 4.21 - Координаты угловых точек существующего Горного отвода

Угловые точки	Координаты угловых точек	
	Северная широта	Восточная долгота
1	45° 24' 34"	51° 48' 49"
2	45° 24' 29"	51° 59' 34"
3	45° 23' 34"	52° 02' 31"
4	45° 22' 51"	52° 06' 39"
5	45° 21' 14"	52° 06' 39"
6	45° 20' 09"	52° 01' 49"
7	45° 20' 51"	51° 47' 54"
8	45° 21' 46"	51° 44' 55"
9	45° 23' 41"	51° 44' 56"
S=182,39 км², глубина до -1100м		

На месторождении Каламкас нефтегазоносность установлена в отложениях мелового и юрского комплексов.

На основе комплексного подхода, включающего интерпретацию результатов сейсморазведочных работ 3Д, материалов бурения, опробования и промыслово-геофизических исследований скважин, переинтерпретацию данных ГИС всего фонда скважин на основе разработанной единой методики интерпретации, а также результатов разработки месторождения, лабораторного изучения керна и изучения флюидов, выполнен Пересчет начальных запасов нефти, газа и попутных компонентов залежей юрских отложений месторождения Каламкас. ТЭО КИН» по состоянию изученности на 02.01.2022 г.. и утвержден протоколом ГКЗ РК №2487-22-У от 09.12.2022.

По результатам ПЗ 2022 г. часть залежей продуктивных горизонтов Ю, Ю-5С и Ю-4С расположены за пределами границы Горного отвода (рис.4.4).

В таблице 4.22 приведены начальные геологические/извлекаемые запасы нефти и растворенного газа в целом по месторождению и за пределами Горного отвода.

Таблица 4.22 - Геологические запасы нефти и растворенного газа по м. Каламкас

Категория запасов	Геологические запасы		Извлекаемые запасы	
	нефти, тыс.т	растворенного газа, млн.м³	нефти, тыс.т	растворенного газа, млн.м³
<i>Всего по месторождению</i>				
A+B+C ₁	665992	19038,3	241991	6902



<i>В пределах Горного отвода</i>				
A+B+C ₁	663015	19001,7	241307	6881,7
<i>Из них за пределами Горного отвода</i>				
B+C ₁	2977	37	684	20,3

Таким образом, для вовлечения в разработку запасов нефти за пределами Горного отвода необходимо привести границы Горного отвода в соответствие границам залежей.

В рамках программы доразведки месторождения Каламкас выполнен анализ геолого-геофизических материалов с целью поиска перспективных объектов в пределах и за пределами горного отвода.

Для анализа были использованы следующие материалы:

- результаты сейсморазведки ВРС 3Д МОГТ, выполненной компанией ТОО «БИДЖИПИ Геофизические услуги (Казахстан)»;
- результаты обработки и интерпретации сейсмических данных, выполненных компанией PGS;
- материалы ГИС и скважинные данные.

По результатам анализа сейсмических данных было выявлено и предложено для изучения ряд перспективных в углеводородном отношении объектов в северной и южной частях структуры.

На основе утвержденных контуров продуктивности и сейсмических материалов предлагается расширить границы Горного отвода на севере и юге месторождения (рис. 4.3.). Координаты угловых точек для расширения Горного отвода представлены в таблице 4.23.

Таблица 4.23 - Координаты угловых точек для расширения Горного отвода

Угловые точки	Координаты угловых точек	
	Северная широта	Восточная долгота
Северный участок		
1	45° 24' 34,5"	51° 47' 31,2"
2	45° 25' 04,3"	51° 52' 50,0"
3	45° 25' 03,2"	51° 55' 16,1"
4	45° 24' 51,2"	51° 58' 06,4"
5	45° 24' 36,6"	52° 01' 05,1"
6	45° 24' 17,1"	52° 02' 31,3"
7	45° 23' 34,0"	52° 02' 31,4"
8	45° 22' 51,0"	52° 06' 39,0"
9	45° 21' 14,0"	52° 06' 39,0"
10	45° 19' 60,0"	52° 02' 60,0"
11	45° 19' 60,0"	52° 01' 00,0"
12	45° 18' 60,0"	52° 01' 01,2"
13	45° 19' 00,0"	51° 56' 60,0"
14	45° 19' 60,0"	51° 57' 00,0"
15	45° 20' 00,0"	51° 47' 00,0"
16	45° 20' 48,0"	51° 46' 37,0"
17	45° 21' 46,0"	51° 44' 55,0"
18	45° 23' 41,0"	51° 44' 56,0"
S=231,94 км ² , глубина до -1100м		

Площадь испрашиваемого участка определена в программе Petrel и составляет 49,55 кв. км, глубина отвода -1100 м.

После расширения участка недр, пробурить в северной крыльевой части структуры две независимые оценочные скважины №№10108 и 10109, северо-восточной крыльевой части структуры, одну зависимую оценочную скважину №10110, в южной крыльевой части



структуры две зависимые оценочные скважины №№10111 и 10112 за пределами принятых на данный момент границ горного отвода с целью доизучения выявленных по сейсмическим материалам небольших структурных поднятий, рекомендуемая глубина скважин приведено в таблице 4.24, с полным охватом юрских отложений современным комплексом ГИС и расширенным комплексом исследовательских работ (отбор керна, проведения комплексных стандартных и специальных анализов, опробование перспективных интервалов, отбор проб пластового флюида).

Выбор местоположения оценочных скважин обусловлен структурно-тектоническими особенностями исследуемой структуры, проектная глубина зависит от гипсометрического положения скважин на поднятиях, обеспечивающая полное вскрытие перспективных горизонтов. Местоположения зависимых оценочных скважин могут быть пересмотрены от результатов бурения и испытания независимых скважин.

Скважина 10108 – оценочная, независимая проектируется по материалам сейсмики, с целью оценки залежей нефти и газа в приподнятой части низкоамплитудного блока в северной части месторождения. Проектная глубина составляет 950 м., достаточная до полного вскрытия предполагаемой продуктивной части (Ю-4С), а также для попутного изучения перспектив нефтегазоносности вышележащих горизонтов (Ю, Ю-5С).

Скважина 10109 – оценочная, независимая проектируется по материалам сейсмики, с целью оценки залежей нефти и газа структурного поднятия в северной части месторождения. Проектная глубина - 1000 м., достаточная до полного вскрытия предполагаемой продуктивной части (Ю-3С), а также для попутного изучения перспектив нефтегазоносности вышележащих горизонтов (Ю, Ю-5С, Ю-4С).

Скважина 10110 – оценочная, зависимая скважина от результатов оценочной скважины 10109.

Примечание: По результатам бурения оценочной скважины 10109 и проведенных в ней исследований методом «Широкополосной акустики» с целью увязки стратиграфической привязки в северо-восточной части структуры и детального уточнения структурного поднятия будет решаться вопрос целесообразности бурения зависимой оценочной скважины 10110.

Скважина 10111 – оценочная, зависимая скважина от результатов бурения оценочной скважины 10112.

Примечание: Местоположения зависимой оценочной скважины 10111 закладывается в юго-восточной части структуры и зависит от результатов бурения 10112. После проведенных исследований в скважине 10112 методом «Широкополосной акустики» с целью увязки стратиграфической привязки в юго-восточной части структуры, а также для детального уточнения наличия малоамплитудного структурного поднятия будет уточняться местоположение и решаться вопрос о целесообразности бурения оценочной скважины 10111.

Скважина 10112 – оценочная, зависимая скважина от результатов оценочной скважины 10107.

Примечание: Местоположение зависимой оценочной скважины 10112 закладывается в юго-восточной части структуры и зависит от результатов бурения скважины 10107 после подтверждения наличия продуктивности изучаемых горизонтов, выявленного по сейсмическим материалам.



Таблица 4.24 - Список оценочных скважин, рекомендуемые к бурению с целью доизучения

Оценочная скважина	Оценочный объект	Местоположение	Проектный горизонт	Проектная глубина	Интервалы отбора керна
10108	Ю, Ю-5С	В приподнятой части низкоамплитудного блока, блок IIIb	Ю-4С	950	890-900
10109	Ю, Ю-5С, Ю-4С	Малоамплитудный структурный нос, блок IIIa	Ю-3С	1000	880-890
10110	Ю-5С	В приподнятой части низкоамплитудного блока, блок IIIb	Ю-4С	900	870-880
10111	Ю-3С, Ю-4С, Ю-5С	В приподнятой части низкоамплитудного блока, блок IV	Ю-2С	930	890-900
10112	Ю-3С, Ю-4С, Ю-5С	В приподнятой части низкоамплитудного блока, блок IV	Ю-2С	950	900-910

*Примечание; Интервал отбор керна будет уточняться по данным ГТИ

Кроме того, учитывая, что за пределами горного отвода также имеются запасы промышленной категории, которые необходимо также ввести в разработку, недропользователю в будущем после расширения участка недр рекомендуется рассмотреть бурение эксплуатационных скважин в районе с запасами, оцененными по промышленной категории.



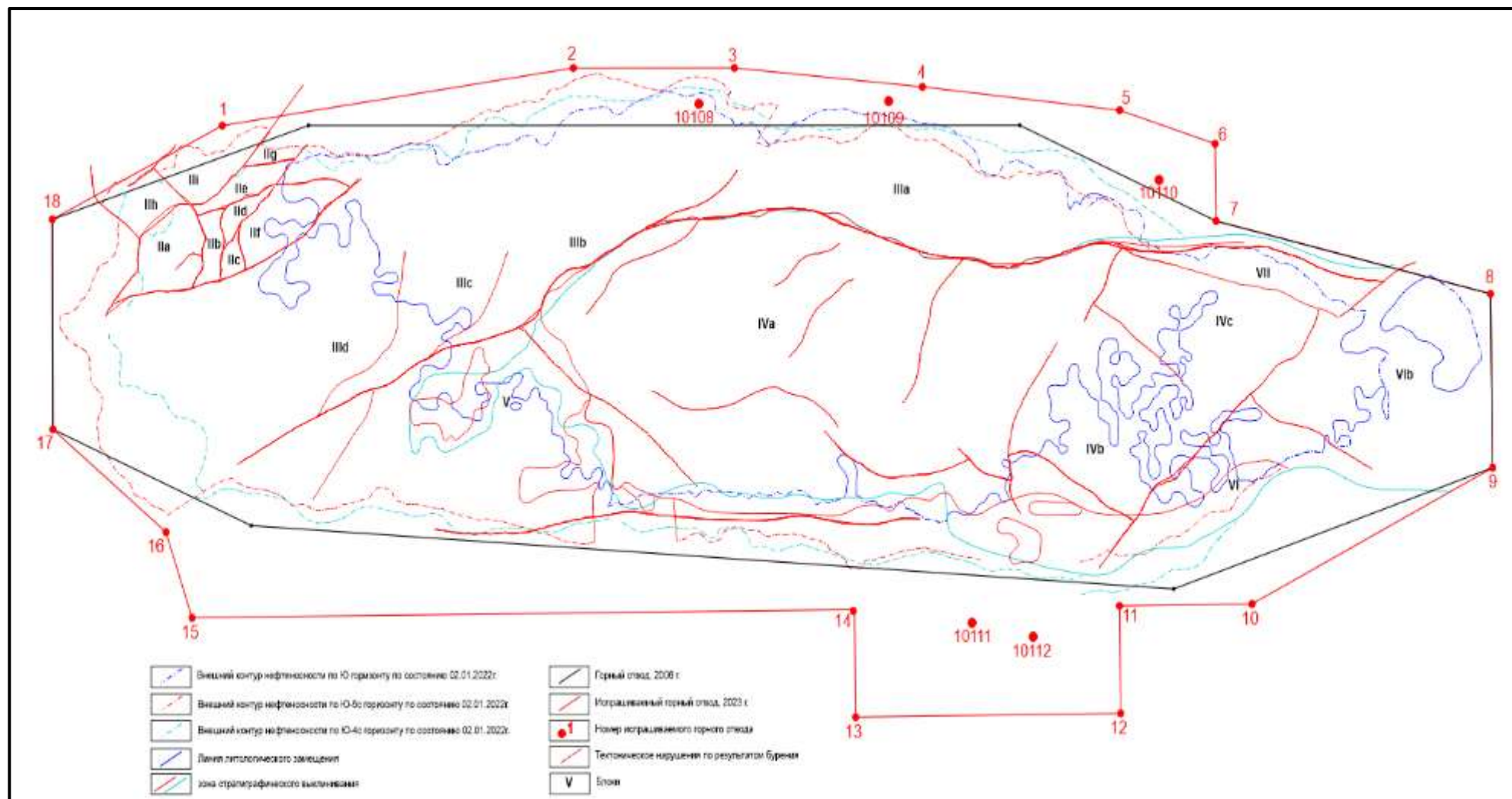


Рисунок 4.3 - Схема Горного отвода м. Каламкас

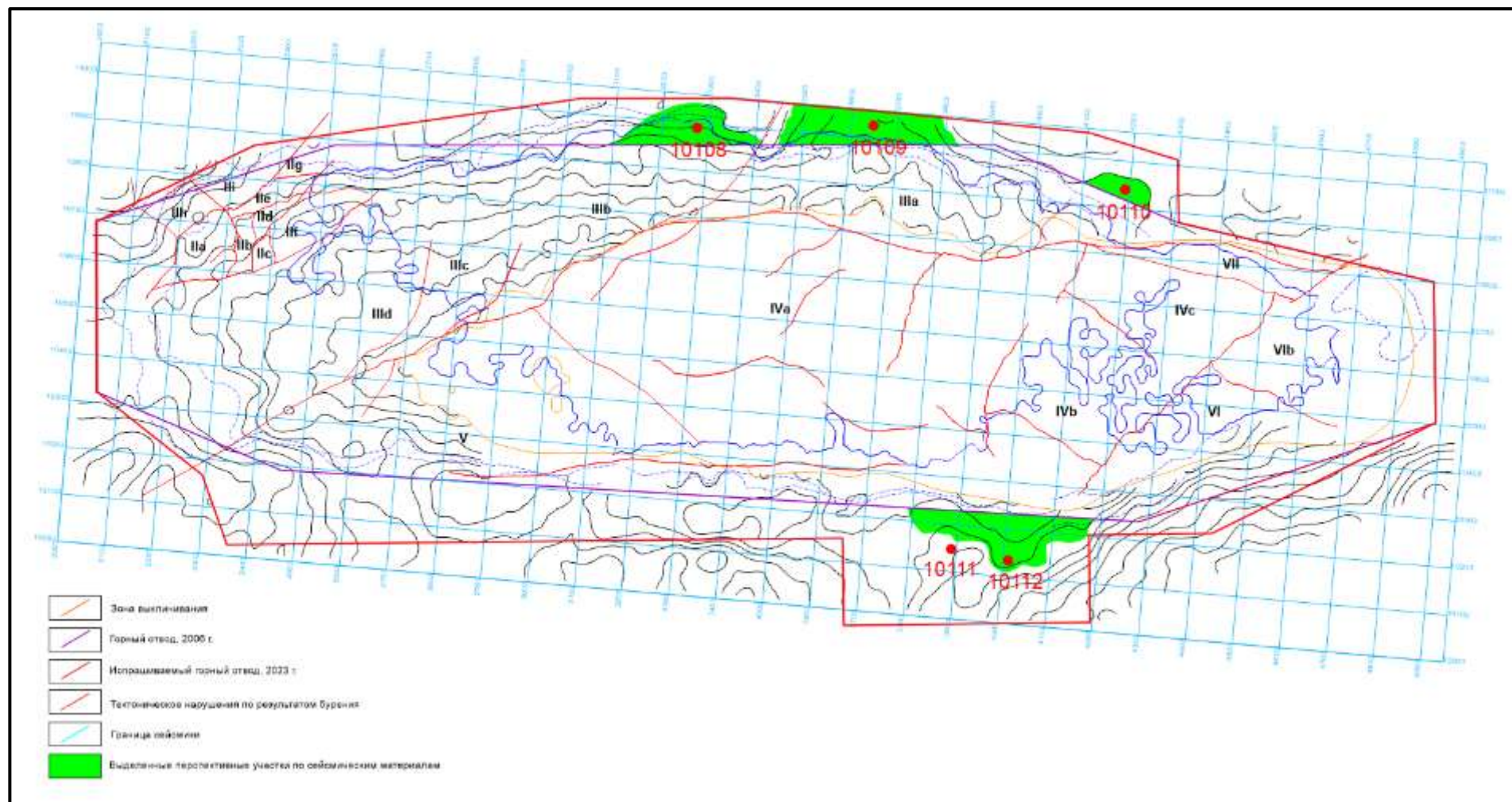


Рисунок 4.4 - Структурная карта горизонта Ю-5ск



4.11 Опытнo-промышленные испытания новых технологий и технических решений

На данном этапе разработки проведены ОПИ: полимерного заводнения, одновременно-раздельной закачки, бурение горизонтальных скважин, проводятся ГРП, выравнивание профиля притока в нагнетательных скважинах и ограничение водопритока в добывающих скважинах. Все химические методы до внедрения полевых работ прошли лабораторные исследования. Вся поставляемая на месторождение химическая продукция проходит входной контроль на соответствие предъявляемым паспортам.

С 2014 г на месторождении проводились ОПИ по внедрению технологии химических МУН на двух участках Запад и Восток, остановленные с 1 апреля 2023г. В рамках проведения ОПИ хМУН в лабораторных условиях будут подобраны химические реагенты, проведены исследования на керне. В таблице 4.25 представлены основные характеристики 8 участков с намечаемыми хМУН. Количество нагнетательных скважин по участкам колеблется от 2 ед. на Ю-1 и Ю-3 горизонте до 4 ед. на Ю-1С, общее количество нагнетательных скважин, планируемых к переходу на третичный метод составляет 16 ед, при этом вовлеченных в хМУН добывающих скважин составит 114 ед. ХМУНом охвачены Ю-1 (3 участка), Ю-1С (2 участка), Ю-3 (1 участок).

Таблица 4.25 – Основные характеристики участков с хМУН

Дата старта проекта	2024	2024	2025	2026	2027	2028
Участок №	19	18	4	15	6	11
Горизонт	Ю-1	Ю-1С	Ю-1	Ю-3	Ю-1С	Ю-1
Количество нагнетательных скважин, ед.	2	3	3	3	4	3
Количество добывающих скважин, ед.	17	17	16	15	27	22
Начальные геологические запасы участка, тыс.т	3943,0	3640,0	3568,0	3772,0	6076,0	5836,0
Поровый объем (PV) по линии добывающих скважин, тыс. м ³	4171,0	3585,0	5131,0	3805,0	6618,0	7163,0
КИН текущий, %	51,7	43,2	42,0	39,3	29,8	24,6
ОГЗ участка, тыс. т	1903,8	2067,5	2070,9	2290,7	4267,0	4397,9
Сут. закачка, м ³ /сут	700,0	540,0	620,0	720,0	950,0	1000,0
Дебит нефти за посл. 3 мес., т/сут	6,6	3,2	2,9	5,4	4,1	5,1
Дебит жидк. за посл. 3 мес., т/сут	86,6	66,5	63,6	96,7	80,0	75,6
Обвод. за посл. 3 мес., %	92,3	95,1	95,5	94,4	94,9	93,3
Накопленная добыча нефти, тыс. т	2039,2	1572,5	1497,1	1481,3	1809,0	1438,1
Прирост КИН, %	8,8	8,2	9,3	8,0	9,8	8,1
Расход сухого полимера, тыс. т	5577,1	4805,3	6881,3	5100,9	8870,4	9613,4
Дополнительная добыча нефти, тыс. т	347,4	297,3	330,5	303,5	596,3	472,2
Удельная дополнительная добыча нефти на тонну полимера, т	62,3	61,9	48,0	59,5	67,2	49,1

Необходимо принимать во внимание, что, учитывая динамичное состояние разработки, а также техническое состояние скважин возможны изменения как в количестве добывающих скважин, так и самих участков.

Все возможные изменения при внедрении хМУН необходимо отражать в ежегодных авторских надзорах или в анализах разработки.

Наряду с хМУН в рамках данного проекта предусмотрено проведение ОПИ радиального вскрытия пласта (РВП), являющейся модификацией радиального бурения.

Технология РВП направлена на вскрытие пласта с созданием каналов диаметром 65 мм. Отличительной чертой технологии РВП от традиционных, проводимые колтюбингом является возможность контроля проходки по азимуту и вертикали, за счет конструктивных особенностей устройства. Номинальное проходка по пласту составляет 14 м, по вертикали до 1 м, радиус



кривизны получаемых радиальных каналов от 7 до 15 метров, диаметр радиальных каналов 69 мм. Оборудование позволяет проводить бурение радиальных каналов в пластах и пропластках толщиной от 3-х (трех) метров.

Бурение радиальных каналов производится по заранее заданной траектории, посредством дискретного изменения конструкции компоновки технической системы. Стабильность траектории обеспечивается техническими решениями, отвечающими за устойчивость и предсказуемость траектории канала по зенитному и азимутальному углам в условиях контроля нагрузок в процессе бурения. Технология обеспечивает возможность многократного входа в пробуренный радиальный канал для записи инклинометрии пробуренного канала, опциональной обсадки радиальных каналов фильтрами, проведения гидромониторных обработок удаленной зоны пласта через стенки канала химическими составами, повторной проработки канала в случае его осыпания и прочих внутриканальных геолого-технических мероприятий.

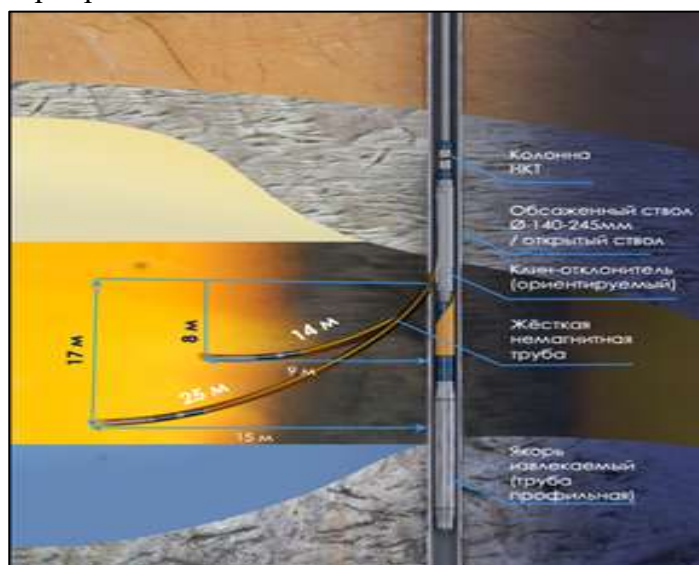


Рисунок 4.5 - Основные компоненты оборудования РВП

Критерии подбора скважин на РВП:

Технологические:

- Номинальный диаметр эксплуатационной колонны 140 - 178 мм;
- Проходной диаметр скважины от 122 мм и выше;
- Зумпф скважины не менее 5,5 м (для не извлекаемого якоря);
- Технически исправная колонна;
- В интервале бурения канала обязательно наличие за эксплуатационной колонной цементного кольца удовлетворительного качества с качественным разобщением от газо-водоносных пластов;
- Отсутствие центрирующих фонарей и муфт эксплуатационной колонны в интервале зарезки «окна».

Геологические:

- Текущее пластовое давление не ниже 40% от первоначального;
- Мощность пласта не менее 2.5м;
- При проведении РВП на маломощных коллекторах отсутствие вышележащих близкорасположенных (менее 8м) водонасыщенных или газонасыщенных пластов;
- Обводненность не более 60%;
- Отсутствие пластичных глин в интервале бурения каналов.



5. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

При составлении проекта учитывается необходимость наиболее полного извлечения нефти из недр при оптимальном режиме разработки залежи до предела экономической рентабельности с применением апробированных для данных конкретных условий технологий и техники добычи с соблюдением требований рационального недропользования.

В рамках обоснования выбора вариантов разработки были рассмотрены различные вариации, отличающиеся количеством и темпом бурения скважин, и различными технологиями воздействия на продуктивные пласты:

- *Вариант 1* – базовый. Продолжения разработки существующим фондом скважин, без бурения новых скважин, при сложившейся системе разработки.
- *Вариант 2* – Бурение проектных скважин 65 ед., в т.ч. 59 добывающих и 6 нагнетательных. Проведение ГТМ направленные на усовершенствование системы разработки.
- *Вариант 3* – Бурение, ОРЗ с охватом двух объектов. Количество добывающих скважин для бурения – 392 ед., в том числе 343 добывающих и 49 нагнетательных
- *Вариант 4* – Основан на 3 варианте с проведением хМУН.

По результатам технико-экономической оценки с целью обоснования рационального КИН выбраны 4 основных вариантов разработки (Приложение 196-202):

Вариант 1 – базовый. Продолжения разработки существующим фондом скважин, без бурения новых скважин, при сложившейся системе разработки.

Данный вариант характеризуется стабильным уровнем отборов нефти на уровне 3227-2928 тыс. т на протяжении 2 лет (2024-2025 гг.). Резервный фонд составляет 10% от общего фонда.

Вариант 2 – Реализация основных положений утвержденного 3 варианта разработки анализа разработки 2022 года. Бурение проектных скважин 65 ед., в т.ч. 59 добывающих и 6 нагнетательных.

Проведение ГТМ направленные на усовершенствование системы разработки.

Размещение проектных скважин на эксплуатационных объектах отражено на схемах пробуренных и проектных скважин. Данный вариант характеризуется стабильным уровнем отборов нефти на уровне 3584,8-3362,4 тыс. т на протяжении 3 лет (2024-2026 гг.).

Резервный фонд составляет 10% от общего фонда

Вариант 3 – Бурение, ОРЗ с охватом двух объектов.

Бурение скважин с уплотнением ячейки 200*200м. Количество скважин к бурению 392 ед., в т.ч. 343 добывающих и 49 нагнетательных.

Внедрение ОРЗ с охватом двух объектов разработки.

Проведение ГТМ, направленные на усовершенствование системы разработки.

Проведение ОПИ ОВП.

Проведение ОПИ радиальное вскрытие пласта.

Размещение проектных скважин на эксплуатационных объектах отражено на схемах пробуренных и проектных скважин.

Данный вариант характеризуется стабильным уровнем отборов нефти на уровне 3581,0 – 3514,9 тыс. т на протяжении 3 лет (2024-2026 гг.).

Резервный фонд составляет 10% от общего фонда

Вариант 4 – Бурение, ОРЗ с охватом двух объектов.



Бурение скважин с уплотнением ячейки 200*200м. Количество скважин к бурению 392 ед., в т.ч. 343 добывающих и 49 нагнетательных.

Внедрения ОРЗ с охватом двух объектов разработки.

Проведение ГТМ, направленные на усовершенствование системы разработки

Проведение ОПИ ОВП.

Проведение ОПИ радиальное вскрытие пласта.

хМУН на 6 участках с 16 нагнетательными скважинами - (2 скв. на Ю-1, 4 скв. на Ю-1С, 3 скв. на Ю-1, 2 скв. на Ю-3, 3 скв. на Ю-1С и 2 скв. на Ю-1) (более подробная информация в главе 12).

Данный вариант характеризуется стабильным уровнем отборов нефти на уровне 3597,0 – 3520,0 тыс. т на протяжении 4 лет (2024-2027 гг.). Максимальный пик добычи нефти достигается в 2025 г и составляет 3605,0 тыс.т

Резервный фонд составляет 10% от общего фонда.

5.1 Обоснование варианта, выбранного инициатором намечаемой деятельности для применения

Проведенные расчеты показали, что за рентабельный период разработки самыми наилучшими технико-экономическими показателями обладает четвертый вариант, так как:

- **первый вариант** - базовый вариант предполагает продолжение существующей системы разработки месторождения при сложившейся системе эксплуатации залежей с продолжением реализации полимерного заводнения на опытных участках. В рамках данного варианта бурение новых скважин не планируется. Объемы добычи по первому варианту за рентабельный период составили 27 824 тыс. тонн нефти, что отразилось на уровне КИН, который составляет 0,306 д.е., NPV после налогообложения при ставке WACC 11,5% равен 885,5 млн.\$;
- **второй вариант** предполагает бурение 59 вертикальных добывающих скважин и 6 водонагнетательных скважин. Объемы добычи по данному варианту не позволили получить лучших экономических показателей. За рентабельный период разработки ожидается объем добычи нефти – 55 980 тыс.т, попутного газа – 1 680 млн.м³, значение рентабельного КИН – 0,348 д.е. NPV после налогообложения при ставке WACC 11,5% равен 1 699,1 млн.\$;
- **третий вариант** предполагает бурение 343 вертикальных добывающих скважин и 49 водонагнетательных скважин. За рентабельный период разработки ожидается объем добычи нефти – 57 886 тыс.т., попутного газа – 1 738 млн.м³, значение рентабельного КИН – 0,351 д.е. NPV после налогообложения при ставке WACC 11,5% равен 1 565,2 млн.\$;
- **четвертый вариант** включает все положения третьего варианта. Дополнительно, планируется опытно-промышленное испытание ХМУН. Проводимые мероприятия оказывают положительное влияние на увеличение добычи нефти, следовательно, и доходной части данного варианта. За рентабельный период проекта ожидается объем добычи нефти – 66 308 тыс.тонн, попутного газа – 1 991 млн.м³, значение экономически обоснованного **КИН** – **0,364** д.е. Данный вариант имеет наиболее выгодные экономические показатели и превосходит альтернативные варианты 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 ставках дисконта 8,14%, 11.5% и 14.34% соответственно 2 448,0 млн.\$, 1 948,4 млн.\$, 1 658,1 млн.\$, PI при ставке WACC 11,5% равен 7 д.е;



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

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

5.2 Социальные и экономические эффекты от реализации проекта

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

В результате реализации рекомендованного 4-го варианта по Проекту разработки месторождения Каламкас будет привлечено порядка 15-ти подрядных организаций в области строительства и обустройства запроектированных объектов, создано дополнительно около 180 рабочих мест, что улучшит показатели региона по уровню занятости, снизит уровень безработицы, позволит увеличить доходы населения. Кроме того, реализация проекта позволит увеличить инвестиции в экономику области, будет способствовать увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения.

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

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

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

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

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



Реализация данного проекта обеспечивает следующие социальные и экономические эффекты:

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

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

К прямым экономическим выгодам относятся следующие выгоды:

- увеличение объемов добычи углеводородного сырья, в том числе с высокой добавленной стоимостью;
- создание новых рабочих мест, как в период строительства, так и в период эксплуатации проектируемого объекта;
- рост ВРП Мангистауской области;
- увеличение налоговых поступлений в бюджеты всех уровней.

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

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

5.2.1 Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения

Проектный срок по рассматриваемым вариантам разработки:

1 вариант – 2024 г.-2049 г.

2 вариант – 2024 г.-2080 г.

3 вариант – 2024 г.-2080 г.

4 вариант – 2023 г.-2074 г. (рекомендуемый)

5.2.2 Общие технические характеристики намечаемой деятельности

Вариант 1. Основные технологические показатели представлены ниже:

рентабельный период разработки – 15 лет (2024-2038 гг.);

фонд добывающих нефтяных скважин – 2314 ед.;

фонд нагнетательных скважин – 774 ед.;

суммарная добыча нефти до конца рентабельного периода разработки – 202579,9 тыс.т;

по месторождению в целом достигается КИН – 0,306 д.ед.;

Вариант 2. Основные технологические показатели представлены ниже:

рентабельный период разработки – 38 лет (2024-2061 гг.);

фонд добывающих нефтяных скважин – 2370 ед.;

фонд нагнетательных скважин – 782 ед.;

суммарная добыча нефти до конца рентабельного периода разработки – 230735,4 тыс.т;

по месторождению в целом достигается КИН – 0,348 д.ед.;

Вариант 3. Основные технологические показатели представлены ниже:

рентабельный период разработки – 38 лет (2024-2061 гг.);

фонд добывающих нефтяных скважин – 2388 ед.;

фонд нагнетательных скважин – 781 ед.;

суммарная добыча нефти до конца рентабельного периода разработки – 232641,8 тыс.т;

по месторождению в целом достигается КИН – 0,351 д.ед.;

Вариант 4. Основные технологические показатели представлены ниже:



рентабельный период разработки – 43 лет (2024-2066 гг.);
 фонд добывающих нефтяных скважин – 2385 ед.;
 фонд нагнетательных скважин – 781 ед.;
 суммарная добыча нефти до конца рентабельного периода разработки – 241160,6 тыс.т;
 по месторождению в целом достигается КИН – 0,364 д.ед.;
 Таким образом, исходя из технико-экономических расчетов наиболее приемлемым является 4 вариант разработки, по которому достигается утвержденный КИН.

5.2.3 Площадь занимаемых земель

Намечаемая деятельность планируется на лицензионной территории АО «Мангистаумунайгаз». Площадь горного отвода месторождения Каламкас составляет 182,39 км². Лицензия на право пользования недрами в Республике Казахстан серия ГКИ №935Д (нефть) от 08.12.1997 г. Срок действия 31 год с продлениями.

Проектируемые объекты находятся на лицензионной территории, переданной в пользование АО «ММГ», поэтому дополнительного отвода земель не требуется.

Акт земельного участка представлен в Приложении 8.1.

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

5.2.4.1 Электроснабжение

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

5.2.4.2 Водоснабжение и водоотведение

Для реализации намечаемой деятельности питьевое водоснабжение, а также хозяйственные и вспомогательные нужды обеспечиваются питьевой водой, которая доставляется автоцистернами согласно договору.

Качество питьевой воды должно соответствовать ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая».

Вода технического качества используется:

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

Водооборотные системы отсутствуют. Вид водопользования – общее.

Схема хозяйственно-бытового и производственного водоснабжения предусматривает доставку воды автоцистернами. Вода для хозяйственных целей закачивается в аккумулирующие ёмкости в вагончиках. Хранение воды на буровой для производственных нужд предполагается в ёмкостях заводского изготовления.

Водопотребление при строительстве 1 скважины представлено в ниже следующей таблице:

	Водопотребление на скважину, м ³ /цикл
Питьевая вода, в том числе:	73,983
- на хозяйственные нужды	73,983
Вода на технические нужды, в том числе:	445,295
- основа перфорационной жидкости	12,900
- для смены перфорационной жидкости на воду и промывки	32,200
- на нужды котельной в зимнее время	37,010
- на противопожарные нужды	40,000
- для приготовления бурового раствора	236,485



- для цементного раствора	86,700
Всего	519,278

Сброс стоков от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальные ёмкости, из которых стоки спец. автотранспортом вывозятся на ближайшие очистные сооружения на основании заключенного договора. Производственные стоки также вывозятся согласно заключенному договору на дальнейшую их утилизацию.

Более подробно сведения о водопотреблении и водоотведении представлены в разделе 8.2.

5.2.4.3 Материалы, сырье, ресурсы

Расход материалов и сырья по рекомендованному варианту разработки максимально ожидается при строительстве новых скважин. Расход при строительстве 1 скважины составит не более (тонн): химреагенты – 173,993, электроды - 0,060, цемент – 121,2, моторные масла – 6,939, дизельное топливо: для буровых установок и котельной – 205,668.



6. ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

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

Концепция наилучших доступных технологий, основывается на принципах единства технологического и экологического развития и последовательного его улучшения, и последние десятки лет успешно реализуется на месторождении Каламкас. 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 пошаговому снижению антропогенной нагрузки за счет совершенствования производства.

Техники считаются доступными, если уровень их развития позволяет внедрить такие техники в соответствующем секторе производства на экономически и технически возможных условиях, принимая во внимание затраты и выгоды, вне зависимости от того, применяются ли или производятся ли такие техники в Республике Казахстан, и лишь в той мере, в какой они обоснованно доступны для оператора объекта

На предприятии постоянно совершенствуются методы и процессы добычи нефти, разделения и извлечения нефтяного (попутного) газа.

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

Постоянно проводится исследовательская деятельность в области увеличения нефтеотдачи, внедряются новые технологии, модернизируются старые методы. На месторождении Каламкас в данный момент используется технология полимерного заводнения, рекомендуемым вариантом № 4 предлагается расширение метода полимерного заводнения.

В настоящее время на месторождении Каламкас, учитывая текущее состояние разработки и высокую обводненность наибольшую популярность приобрели химические методы увеличения нефтеотдачи (далее хМУН). Это обусловлено тем, что данные методы демонстрируют высокую эффективность при извлечении нефти из заводненных нефтеносных пластов. Наиболее перспективным и применимым методом хМУН применимый к условиям месторождения Каламкас относится полимерное заводнение. Полимер применяемый для закачки на месторождении Каламкас прошел лабораторные испытания и допущен к применению. Каждая вновь поступившая партия полимера



проходит входной контроль на соответствие паспортным данным и только после этого допускается к закачке.

Месторождение Каламкас находится на третьей стадии разработки, когда отмечается рост обводненности в добывающих скважинах за счет прорыва нагнетаемых вод. Высокая слоистая неоднородность по проницаемости и неблагоприятное соотношение вязкостей нефти и воды в пластовых условиях месторождения Каламкас предопределила необходимость применения химических методов увеличения нефтеотдачи, таких как полимерное заводнение. На месторождении ранее были проведены опытно-промышленные работы по испытанию технологии полимерного заводнения на ранних стадиях разработки. Разработка нефтегазовых месторождений осуществляется путем воздействия на пласт различными вытесняющими агентами: водой, водными растворами различных агентов, газами или водогазовыми смесями, как без добавления, так и с добавлением ПАВ. В обстановке, когда в нефтяной отрасли доля трудноизвлекаемых запасов нефти неуклонно увеличивается, а мировые цены на углеводородное сырье повышаются, необходимость в создании эффективных методов увеличения нефтеотдачи пласта возрастает. Метод заводнения на современном этапе развития нефтяной промышленности считается наиболее прогрессивным, отвечающим основным принципам разработки нефтяных месторождений. Однако при заводнении большая доля запасов нефти остается в пласте, в связи, с чем в настоящее время во всех крупнейших нефтяных компаниях изыскиваются и разрабатываются технологии, которые позволят увеличить коэффициент нефтеизвлечения нефти. Каждая поступающая партия полимеров проводится на соответствие техническим требованиям в сертифицированной лаборатории КазНИПИ. Проведение технологии полимерного заводнения на завершающей стадии разработки в условиях высокой обводненности представляет научный и Государственный интерес в целях увеличения извлекаемых запасов нефти и продления рентабельного срока эксплуатации месторождения.

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.



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

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

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

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

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

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

Приводимая далее оценка воздействия основывается на значениях выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, рассчитанных по проектным данным, а также по материалам проектов-аналогов – *РООС к «Индивидуальному техническому проекту на строительство добывающей наклонно-направленной скважины сложной конструкции № 8097 проектной глубиной 906,16 м на месторождении Каламкас» (мотивированный отказ ДЭМО № KZ77VWF00067836 от 09.06.2022 г.)*

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

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

Для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха от источников выбросов при реализации намечаемой деятельности 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 «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций» утверждены Приказом Министерства здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 3 августа 2022 года № 29011).



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

Полное описание основных проектных решений по добыче и подготовке нефти и газа на месторождении Каламкас на перспективный период по вариантам разработки месторождения представлено в Разделах 3 - 4.

7.1 Характеристика предприятия как источника загрязнения атмосферного воздуха на существующее положение

Согласно Экологического разрешения на воздействие №: №: KZ18VCZ03404185 от 29.12.2023 г. выбросы для ПУ «Каламкасмунайгаз» на 2024 год составляют 7796,01987 тонн, на 2025 год составят 7293,77078 тонн (приложение 8).

На территории ПУ «Каламкасмунайгаз» (ПУ КМГ) действуют 1095 стационарных источников выбросов загрязняющих веществ, из них:

- источников организованного выброса – **734** ед.;
- источников неорганизованного выброса – **361** ед.

По результатам проведенной инвентаризации выбросов составлены бланки инвентаризации выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и их источников.

Деятельностью основного подразделения – ПУ «Каламкасмунайгаз» является разведка и эксплуатация нефтегазовых месторождений, добыча нефти и газа и их реализация.

В результате производственной деятельности ПУ «Каламкасмунайгаз» АО «ММГ» в атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества 50-и наименований 1-4 класса опасности и 12 групп суммации.

Производственная деятельность АО «Мангистаумунайгаз» согласно Приложению 2, раздел 1 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК относится к I категории.

В настоящее время разработка месторождения Каламкас ведется согласно «Проект разработки месторождения Каламкас по состоянию на 01.01.2023 г.», разработанного институтом «КазНИПИМунайгаз» (заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду № KZ60VVX00226104 от 08.06.2023 г. представлено в приложении 8).

7.2 Источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при реализации намечаемой деятельности

В условиях увеличения добычи нефти 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 разработки месторождения рассмотрены 4 варианта.

Данные по бурению скважин и вводу нового оборудования при эксплуатации по вариантам и по годам разработки месторождения Каламкас приведены в таблице 7.1.

Скважины будут буриться максимальной глубиной 900 м. При бурении рекомендованы буровые установки грузоподъемностью не менее 120 т, при испытании - буровые установки



грузоподъёмностью не менее 60 т. Строительство 1 скважины будет осуществляться ориентировочно в течение 30,0 суток.

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

Сжигание попутного нефтяного газа на месторождении Каламкас проектом не предусмотрено.

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

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

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

На данный момент источники выбросов и загрязняющие вещества от месторождения Каламкас в полной мере на существующее положение и перспективу отражены в проектах нормативов эмиссий (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферу соответствующих НГДУ

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).

Таблица 7.1- Данные по бурению скважин и вводу нового оборудования при эксплуатации по вариантам и по годам разработки месторождения Каламкас (являющимися источниками загрязнения)

№ 2 вариант

№ п/п	Мероприятия	Ед. изм.	Всего	период разработки
				2024
1	2	3	4	5
1	Подключение проектных добывающих и нагнетательных скважин(из бурения), всего	ед.	71	71
2	Строительство проектной автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ):	ед.		
	ОЗНА-Импульс 40-14-400		3	3
	Дренажная емкость, 8 м3		3	3



№ 3, 4 вариант

№ п/п	Мероприятия	Ед. изм.	Всего	период разработки											
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Подключение проектных добывающих и нагнетательных скважин(из бурения), всего	ед.	392	61	51	42	34	30	29	28	27	26	24	21	19
2	Строительство проектной автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ):														
	ОЗНА-Импульс 40-14-400	ед.	6	4	1	1									
	Дренажная емкость, 8 м3		6	4	1	1									

Номера планируемых к бурению скважин на период реализации разработки месторождения Каламкас представлены в Приложении 7.



7.2.1 Основные источники выбросов при строительстве одной скважины

Скважины будут буриться максимальной глубиной 900 м. При бурении рекоиндованы буровые установки грузоподъемностью не менее 120 т, при испытании - буровые установки грузоподъемностью не менее 60 т. Строительство 1 скважины будет осуществляться ориентировочно в течение 30,0 суток.

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

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

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

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

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

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

Источникам выбросов присвоена условная нумерация, которая является предварительной.

Источникам выбросов присвоена следующая нумерация:

При СМР, бурении и испытании скважины:

- организованные – №№0001-0007;
- неорганизованные – №№6001-6013.

Неорганизованными источниками загрязнения атмосферного воздуха в процессе СМР является:

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

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

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

- Дизель-генератор при бурении, источник №0001;
- Дизель-генератор при бурении, источник №0002;
- Дизельный двигатель при бурении, источник №0003;
- Дизельный двигатель при бурении резервный, (2 единицы), источники №0004-0005;
- Котельная установка, источник №0006;
- Дизельный двигатель при испытании, источник №0007.

Неорганизованными источниками выбросов загрязняющих веществ при бурении и



испытании скважины являются:

- площадка скважины, источник № 6001;
- насосы, источник № 6002;
- блок приготовления раствора, источник № 6003;
- емкость для сбора отходов бурения, 25 м³, источник № 6004;
- емкости для сбора нефти ($V=50 \text{ м}^3 - 2 \text{ ед.}$), источник № 6005;
- сепаратор, источник № 6006;
- емкость для хранения дизельного топлива, $V=30 \text{ м}^3$, источник № 6007;
- емкость для хранения моторного масла, $V=4 \text{ м}^3$, источник № 6008;
- емкость для хранения отработанного масла, $V=4 \text{ м}^3$, источник № 6009;
- установка подачи топлива, источник № 6010;
- сварочный пост, источник № 6011;
- газорезка, источник № 6012;

Передвижные источники:

- ДВС автотранспорта и спецтехники, источник № 6013.

Количество источников выбросов, образующихся при строительстве скважины составляет 23 ед.–7 источников организованные, остальные 16 – неорганизованные источники выбросов.

Основные источники выбросов при эксплуатации вновь вводимых объектов:

Источником при эксплуатации будет вляться дренажная емкость, являющаяся неорганизованным источников выбросов.

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

Подробная нумерация источников выбросов и их количество при строительстве и эксплуатации вновь вводимых объектов на единицу оборудования приведена в таблице 7.2.

7.2.2 Характеристика аварийных и залповых выбросов

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

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

Залповые и аварийные выбросы в период строительства скважин не ожидаются.

7.2.3 Обоснование предельных эмиссий в атмосферный воздух

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

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



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

Расчеты выбросов ЗВ в атмосферу в период проведения строительства скважин и при эксплуатации вновь вводимого оборудования по рекомендуемому варианту разработки №4 приведены в Приложении 1.

Карта- схема с нанесением источников выбросов в атмосферный воздух представлена в Приложении 2.

Параметры источников выбросов на период разработки месторождения Каламкас представлены в таблице 7.2.

Перечень загрязняющих веществ по годам и вариантам разработки представлены в таблицах 7.3-7.4 (при строительстве скважин).

Перечень загрязняющих веществ по годам и вариантам разработки представлены в таблицах 7.5-7.6 (при эксплуатации запроектированного оборудования).



Таблица 7.2 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу при реализации вариантов разработки (от единицы оборудования)

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Наименование газоочистных установок, тип и	Вещество, по	Кэффи-циент обеспечен-ности газо-	Среднеэксплуа-тационная степень	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества На 1 ед. оборудования/на 1 скважину			
												точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника											
		Наименование	Количес-во, шт.						Скор-ость, м/с	Объе-м смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
1	2	3	4	5	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Строительно-монтажные работы																									
001		Бульдозер	1	11	неорган. выброс	6101	2					15024	9638	2	2					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,6720		0,0266	
001		Экскаватор	1	7	неорган. выброс	6102	2					15022	9636	2	2					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,8064		0,0200	
001		Автосамосвал	1	16	неорган. выброс	6103	2					15020	9640	1	1					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,0381		0,0022	
Бурение и испытание скважины																									
002		Дизельный генератор при подготовительных работах, бурении и креплении (N=1200 кВт)	1	552	труба	0001	4	0,2	60,64	1,9040	500	15026	9640								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1,9883	1044,3	1,5616
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,3231	169,7	0,2538
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,1294	68,0	0,0837
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,3107	163,2	0,3346
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1,6051	843,0	1,2269
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000003	0,0	0,000003
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0311	16,3	0,0223
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,7508	394,3	0,5577
002		Дизельный генератор при подготовительных работах, бурении и креплении (N=1200 кВт)	1	552	труба	0002	4	0,2	60,64	1,9040	500	15022	9648								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1,9883	1044,3	1,5616
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,3231	169,7	0,2538
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,1294	68,0	0,0837
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,3107	163,2	0,3346
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1,6051	843,0	1,2269
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000003	0,0	0,000003
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0311	16,3	0,0223
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,7508	394,3	0,5577
002		Дизельный генератор (N=1200 кВт)	1	552	труба	0003	4	0,2	52,68	1,654	500	15023	9642								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,8747	528,8	1,3558
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,1421	85,9	0,2203
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0569	34,4	0,0726
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,1367	82,6	0,2905
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,7061	426,9	1,0653
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001	0,0	0,0000022
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0137	8,3	0,0194
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,3303	199,7	0,4842
002		Дизельный генератор резервный (N=1200 кВт)	1	60	труба	0004	4	0,2	73,34	2,30300	500	15026	9644								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1,0027	435,4	0,2052
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,1629	70,7	0,0333
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0653	28,4	0,011
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,1567	68,0	0,044
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,8094	351,5	0,1612
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000002	0,0	0
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0157	6,8	0,0029



ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,3786	164,4	0,0733
002		Дизельный генератор резервный (N=1200 кВт)	1	1,5	труба	0005	4	0,2	0,00	1,01200	500	15026	9644						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1,0027	435,4	0,9492
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,1629	70,7	0,1542
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0653	28,4	0,0593
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,1567	68,0	0,1483
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,8094	351,5	0,7712
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000016	0,0	0,000002
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0157	6,8	0,0148
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,3786	164,4	0,3559
002		Дизельный двигатель при испытании, N-176 кВт	1	96	труба	0006	4	0,2	20,92	0,6574	500	15026	9648						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,3755	571,2	0,1146
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,061	92,8	0,0186
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0244	37,1	0,0072
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0587	89,3	0,0179
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,3031	461,1	0,0931
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000006	0,0	0,0000002
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0059	9,0	0,0018
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,1418	215,7	0,043
002		Котельная установка	1	239	дымовая труба	0007	2,5	0,2	2,0382	0,064	200	15035	9648						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,00045	7,0	0,01423
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00007	1,1	0,00231
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,000041	0,6	0,0128
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,001	15,6	0,0302
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0023	35,9	0,0714
002		Площадка скважины	30	96	ЗРА и ФС	6001	2					15050	9632	2	2				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,00133		0,00041
002		Насосы	5	600	неплотности насоса	6002	2					15055	9630	2	2				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,0417		0,0900
002		Блок приготовления растворов (узел пересыпки пылящих материалов)	1	362,80	неорган. выброс	6003	2					15053	9653	2	2				0126	Калий хлорид (301)	0,0533		0,0004
																			0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая)	0,0107		0,0004
																			0152	Натрий хлорид	0,0533		0,00004
																			0155	Динатрий карбонат	0,0053		0,0001
																			1580	Лимонная кислота	0,0053		0,00001
																			2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,1067		0,0364
																			3119	Кальций карбонат	0,2133		0,0769
																			3123	Кальция хлорид	0,0053		0,0001
002		Ёмкость для отходов бурения	1	504	неорган. выброс	6004	2					15055	9655	2	2				3153	Натрий гидрокарбонат	0,0053		0,0001
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,0199		0,036
002		Ёмкость для сбора нефти	1	96	неорган. выброс	6005	2					15075	9653	2	2				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,0794		0,0275
002		Сепаратор	1	96	неорган. выброс	6006	2					15060	9638	2	2				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,0816		0,0282
002		Ёмкость хранения дизтоплива	1	12,8	неорган. выброс	6007	2					15020	9652	2	2				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00003		0,00002
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,00997		0,00539
002		Ёмкость масла	1	2,12	неорган. выброс	6008	2					15031	9653	2	2				2735	Масло минеральное нефтяное	0,0002		0,00004
002		Ёмкость отработанного масла	1	1,6	неорган. выброс	6009	2					15034	9653	2	2				2735	Масло минеральное нефтяное	0,0002		0,000031
002		Установка подачи топлива	1	12,8	неплотности	6010	2					15020	9626	2	2				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00006		0,00001
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,02214		0,00409
002		Сварочный пост	1	72	неорган. выброс	6011	2					15061	9621	2	2				0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)	0,0046		0,0008
																			0143	Марганец и его соединения	0,0004		0,0001



ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

																			0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0009		0,0002
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0044		0,0008
																			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	0,0003		0,0001
002		Газорезка	1	5	неорган. выброс	6012	2					15021	9626	2	2				0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)	0,0359		0,0006
																			0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,0005		0,00001
																			0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0178		0,0003
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0176		0,0003
Передвижные источники																							
002		ДВС транспорта	3	360	неорган. выброс	6013	2					15063	9628	5	10				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,3467		
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0563		
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,1679		
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,2167		
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1,0833		
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000035		
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	0,325		
Эксплуатация																							
003	АГЗ У	Дренажная емкость 8 м3	1	876 0	дых.клап.	7101	2	0,05	0,5605	0,0011	30	16902	7920						2754	Углеводороды предельные C1-C5	0,3294		0,0056

Таблица 7.3 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу. Вариант № 2 (строительство скважин)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
							2024 г.	
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	2,8755	0,0994
0126	Калий хлорид		0,3	0,1		4	3,7843	0,0284
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,0639	0,00781
0150	Натрий гидроксид				0,01		0,7597	0,0284
0152	Натрий хлорид			0,15		3	3,7843	0,00284
0155	Динатрий карбонат		0,15	0,05		3	0,3763	0,0071
0301	Азота (IV) диоксид (4)		0,2	0,04		2	514,84585	409,15383
0304	Азот (II) оксид (6)		0,4	0,06		3	83,43707	66,47801
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	33,422611	23,4513
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)		0,5	0,05		3	80,3152	85,2071
0333	Сероводород		0,008			2	0,00639	0,00213
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)		5	3		4	416,2375	327,8141
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,0213	0,0071
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,0213	0,0071
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)			1,00E-06		1	0,0007952	0,0007384
1325	Формальдегид		0,05	0,01		2	8,0372	5,9285
1580	Лимонная кислота		0,1			3	0,3763	0,00071
2735	Масло минеральное				0,05		0,0284	0,005041
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)		1			4	212,07274	160,70069
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	115,2685	6,0563
3119	Кальций карбонат		0,5	0,15		3	15,1443	5,4599
3123	Кальция хлорид		0,5	0,15		3	0,3763	0,0071
3153	Натрий гидрокарбонат				0,1		0,3763	0,0071
	В С Е Г О :						1491,63206	1090,4607



ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

Таблица 7.4 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу. Вариант № 3,4 (строительство скважин)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
							2024 г.		2025 г.		2026 г.		2027 г.		2028 г.		2029 г.	
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	2,4705	0,0854	2,0655	0,0714	1,701	0,0588	1,377	0,0476	1,215	0,042	1,1745	0,0406
0126	Калий хлорид		0,3	0,1		4	3,2513	0,0244	2,7183	0,0204	2,2386	0,0168	1,8122	0,0136	1,599	0,012	1,5457	0,0116
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,0549	0,00671	0,0459	0,00561	0,0378	0,00462	0,0306	0,00374	0,027	0,0033	0,0261	0,00319
0150	Натрий гидроксид				0,01		0,6527	0,0244	0,5457	0,0204	0,4494	0,0168	0,3638	0,0136	0,321	0,012	0,3103	0,0116
0152	Натрий хлорид			0,15		3	3,2513	0,00244	2,7183	0,00204	2,2386	0,00168	1,8122	0,00136	1,599	0,0012	1,5457	0,00116
0155	Динатрий карбонат		0,15	0,05		3	0,3233	0,0061	0,2703	0,0051	0,2226	0,0042	0,1802	0,0034	0,159	0,003	0,1537	0,0029
0301	Азота (IV) диоксид (4)		0,2	0,04		2	442,33235	351,52653	369,81885	293,89923	304,5567	242,03466	246,5459	195,93282	217,5405	172,8819	210,28915	167,11917
0304	Азот (II) оксид (6)		0,4	0,06		3	71,68537	57,11491	59,93367	47,75181	49,35714	39,32502	39,95578	31,83454	35,2551	28,0893	34,07993	27,15299
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	28,715201	20,1483	24,007791	16,8453	19,771122	13,8726	16,005194	11,2302	14,12223	9,909	13,651489	9,5787
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)		0,5	0,05		3	69,0032	73,2061	57,6912	61,2051	47,5104	50,4042	38,4608	40,8034	33,936	36,003	32,8048	34,8029
0333	Сероводород		0,008			2	0,00549	0,00183	0,00459	0,00153	0,00378	0,00126	0,00306	0,00102	0,0027	0,0009	0,00261	0,00087
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	357,6125	281,6431	298,9875	235,4721	246,225	193,9182	199,325	156,9814	175,875	138,513	170,0125	133,8959
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,0183	0,0061	0,0153	0,0051	0,0126	0,0042	0,0102	0,0034	0,009	0,003	0,0087	0,0029
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,0183	0,0061	0,0153	0,0051	0,0126	0,0042	0,0102	0,0034	0,009	0,003	0,0087	0,0029
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)			1,00Е-06		1	0,0006832	0,0006344	0,0005712	0,0005304	0,0004704	0,0004368	0,0003808	0,0003536	0,000336	0,000312	0,0003248	0,0003016
1325	Формальдегид		0,05	0,01		2	6,9052	5,0935	5,7732	4,2585	4,7544	3,507	3,8488	2,839	3,396	2,505	3,2828	2,4215
1580	Лимонная кислота		0,1			3	0,3233	0,00061	0,2703	0,00051	0,2226	0,00042	0,1802	0,00034	0,159	0,0003	0,1537	0,00029
2735	Масло минеральное				0,05		0,0244	0,004331	0,0204	0,003621	0,0168	0,002982	0,0136	0,002414	0,012	0,00213	0,0116	0,002059
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19		1			4	182,20334	138,06679	152,33394	115,43289	125,45148	95,06238	101,55596	76,95526	89,6082	67,9017	86,62126	65,63831
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	99,0335	5,2033	82,7985	4,3503	68,187	3,5826	55,199	2,9002	48,705	2,559	47,0815	2,4737
3119	Кальций карбонат		0,5	0,15		3	13,0113	4,6909	10,8783	3,9219	8,9586	3,2298	7,2522	2,6146	6,399	2,307	6,1857	2,2301
3123	Кальция хлорид		0,5	0,15		3	0,3233	0,0061	0,2703	0,0051	0,2226	0,0042	0,1802	0,0034	0,159	0,003	0,1537	0,0029
3153	Натрий гидрокарбонат				0,1		0,3233	0,0061	0,2703	0,0051	0,2226	0,0042	0,1802	0,0034	0,159	0,003	0,1537	0,0029
	В С Е Г О :						1281,54303	936,8746	1071,45401	783,288671	882,373892	645,061259	714,302675	522,192448	630,26707	460,75804	609,25816	445,39944

Продолжение таблицы 7.4

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
							2030 г.		2031 г.		2032 г.		2033 г.		2034 г.		2035 г.	
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	1,134	0,0392	1,0935	0,0378	1,053	0,0364	0,972	0,0336	0,8505	0,0294	0,7695	0,0266
0126	Калий хлорид		0,3	0,1		4	1,4924	0,0112	1,4391	0,0108	1,3858	0,0104	1,2792	0,0096	1,1193	0,0084	1,0127	0,0076
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,0252	0,00308	0,0243	0,00297	0,0234	0,00286	0,0216	0,00264	0,0189	0,00231	0,0171	0,00209
0150	Натрий гидроксид				0,01		0,2996	0,0112	0,2889	0,0108	0,2782	0,0104	0,2568	0,0096	0,2247	0,0084	0,2033	0,0076
0152	Натрий хлорид			0,15		3	1,4924	0,00112	1,4391	0,00108	1,3858	0,00104	1,2792	0,00096	1,1193	0,00084	1,0127	0,00076
0155	Динатрий карбонат		0,15	0,05		3	0,1484	0,0028	0,1431	0,0027	0,1378	0,0026	0,1272	0,0024	0,1113	0,0021	0,1007	0,0019
0301	Азота (IV) диоксид (4)		0,2	0,04		2	203,0378	161,35644	195,78645	155,59371	188,5351	149,83098	174,0324	138,30552	152,27835	121,01733	137,77565	109,49187
0304	Азот (II) оксид (6)		0,4	0,06		3	32,90476	26,21668	31,72959	25,28037	30,55442	24,34406	28,20408	22,47144	24,67857	19,66251	22,32823	17,78989
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	13,180748	9,2484	12,710007	8,9181	12,239266	8,5878	11,297784	7,9272	9,885561	6,9363	8,944079	6,2757
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)		0,5	0,05		3	31,6736	33,6028	30,5424	32,4027	29,4112	31,2026	27,1488	28,8024	23,7552	25,2021	21,4928	22,8019
0333	Сероводород		0,008			2	0,00252	0,00084	0,00243	0,00081	0,00234	0,00078	0,00216	0,00072	0,00189	0,00063	0,00171	0,00057
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	164,15	129,2788	158,2875	124,6617	152,425	120,0446	140,7	110,8104	123,1125	96,9591	111,3875	87,7249
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,0084	0,0028	0,0081	0,0027	0,0078	0,0026	0,0072	0,0024	0,0063	0,0021	0,0057	0,0019
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,0084	0,0028	0,0081	0,0027	0,0078	0,0026	0,0072	0,0024	0,0063	0,0021	0,0057	0,0019
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)			1,00Е-06		1	0,0003136	0,0002912	0,0003024	0,0002808	0,0002912	0,0002704	0,0002688	0,0002496	0,0002352	0,0002184	0,0002128	0,0001976
1325	Формальдегид		0,05	0,01		2	3,1696	2,338	3,0564	2,2545	2,9432	2,171	2,7168	2,004	2,3772	1,7535	2,1508	1,5865
1580	Лимонная кислота		0,1			3	0,1484	0,00028	0,1431	0,00027	0,1378	0,00026	0,1272	0,00024	0,1113	0,00021	0,1007	0,00019
2735	Масло минеральное				0,05		0,0112	0,001988	0,0108	0,001917	0,0104	0,001846	0,0096	0,001704	0,0084	0,001491	0,0076	0,001349
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19		1			4	83,63432	63,37492	80,64738	61,11153	77,66044	58,84814	71,68656	54,32136	62,72574	47,53119	56,75186	43,00441
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	45,458	2,3884	43,8345	2,3031	42,211	2,2178	38,964	2,0472	34,0935	1,7913	30,8465	1,6207
3119	Кальций карбонат		0,5	0,15		3	5,9724	2,1532	5,7591	2,0763	5,5458	1,9994	5,1192	1,8456	4,4793	1,6149	4,0527	1,4611
3123	Кальция хлорид		0,5	0,15		3	0,1484	0,0028	0,1431	0,0027	0,1378	0,0026	0,1272	0,0024	0,1113	0,0021	0,1007	0,0019
3153	Натрий гидрокарбонат				0,1		0,1484	0,0028	0,1431	0,0027	0,1378	0,0026	0,1272	0,0024	0,1113	0,0021	0,1007	0,0019
	В С Е Г О :						588,249262	430,040839	567,240359	414,682238	546,231457	399,323636	504,213653	368,606434	441,18695	322,53063	399,16914	291,81343



Таблица 7.5 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу. Вариант № 2 (эксплуатация вновь вводимого оборудования)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)		1			4	1,3176	0,0224
	В С Е Г О :						1,3176	0,0224

Таблица 7.6 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу. Вариант № 3,4 (эксплуатация вновь вводимого оборудования)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК м.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс веществ а, г/с	Выброс веществ а, т/год	Выброс веществ а, г/с	Выброс веществ а, т/год	Выброс веществ а, г/с	Выброс веществ а, т/год
							2024 г.		2025 г.		2026 г.	
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)		1			4	1,3176	0,0224	0,3294	0,0056	0,3294	0,0056
	В С Е Г О :						1,3176	0,0224	0,3294	0,0056	0,3294	0,0056

7.2.4 Анализ возможного воздействия на атмосферный воздух вариантов разработки месторождения.

На основании анализа планируемых работ были выявлены основные источники выбросов ЗВ при строительстве скважин и эксплуатации вновь вводимого оборудования в процессе разработки месторождения Каламкас по вариантам.

В результате проведенного анализа выявлено, что с экологической точки зрения вариант №1 является самым экологичным с наименьшим выбросом загрязняющих веществ в атмосферу, т.к. не планируется бурение и ввод в эксплуатацию скважин и нового оборудования. Однако, ожидаемый экономический эффект при реализации данного варианта самый низкий по сравнению с другими вариантами.

При реализации вариантов № 3 и № 4 предусматривается равное количество скважин под бурение и подключение, одинаковый набор ввода в эксплуатацию нового оборудования и рекомендуемое расширение метода полимерного заводнения (на данный момент на месторождении уже применяется технология полимерного заводнения). При этом бурение скважин на весь период разработки составит – 392 ед. на каждый вариант.

Вариант №4 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).

Проектом рекомендуется к реализации Вариант №4, так как является наиболее рациональным, при котором соблюдается баланс между совокупностью экономических и экологических показателей.

При разработке месторождения по вариантам №2,3,4 наибольшие объемы образования отходов ожидаются в 2024 году, т.к. в этот год планируется наибольшее количество бурения скважин в количестве 71 ед. для варианта № 2, 61 ед. для варианта № 3,4 и одинаковый набор вновь вводимого оборудования.

7.2.5 Расчет ожидаемого уровня загрязнения атмосферного воздуха, создаваемого источниками выбросов

В соответствии с нормами проектирования в Казахстане, для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха используется



математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе должен проводиться в соответствии с требованиями «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий. Астана, 2008 г.».

Моделирование рассеивания загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы проводится на персональном компьютере по программному комплексу «ЭРА» версия 3.0, в котором реализованы основные зависимости и положения "Расчета полей концентраций вредных веществ в атмосфере без учета влияния застройки" (Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий. Астана, 2014 г.).

Для проведения расчета рассеивания загрязняющих веществ принят расчетный прямоугольник размером 27250*15750 м, с шагом сетки 250 м. Размеры расчетного прямоугольника и шаг расчетной сетки выбраны с учетом взаимного расположения технологического оборудования. Так как район месторождения характеризуется относительно ровной местностью с перепадами высот, не превышающими 50 м на 1 км, то поправка на рельеф к значениям концентраций загрязняющих веществ не вводилась.

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в районе рассматриваемых месторождений приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.7. Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	20.6
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного, град С	-3.0
Среднегодовая роза ветров, %	
С	11.0
СВ	12.0
В	20.0
ЮВ	20.0
Ю	8.0
ЮЗ	4.0
З	13.0
СЗ	12.0
Среднегодовая скорость ветра, м/с	6.2
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	12.0

Действующие метеопосты «Казгидромет» в районе месторождения Каламкас отсутствуют.

Для учета выбросов действующих источников месторождения в качестве фоновых приняты усредненные данные результатов мониторинга атмосферного воздуха на границе СЗЗ предприятия согласно отчетам производственного экологического контроля за 1 квартал 2024 года для ПУ «Каламкасмунайгаз».

Таблица 7.8. Фоновые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе (мг/м³) для месторождения Каламкас

Номер пункта	Код загрязняющего вещества	Наименование загрязняющего вещества	Фон - мг/м3 /доли ПДК



ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

001	0301	Азота (IV) диоксид	0.0076/ 0.0385
	0304	Азот (II) оксид	0.0073/ 0.0177
	0328	Углерод (Сажа) (583)	0.0156/ 0.104
	0337	Углерод оксид	0.013/ 0.0025
	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0.0244/ 0.000488

Расчет произведен по рекомендуемому варианту разработки, с учетом выбросов 2024 года, с учетом всех проектируемых источников выбросов (при строительстве скважин и при эксплуатации вновь вводимого оборудования). При проведении расчетов учтена неодновременность проведения операций в процессе строительства скважин.

Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы приведены в таблице 7.7.

Таблица 7.9- Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	См	РП	СЗЗ	Граница области возд.	Коли ч.ИЗ А	ПДКмр (ОБУВ) мг/м3	Класс опасн.
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	7,6738	1,023878	0,001656	0,025991	12	0,4*	3
0126	Калий хлорид (301)	114,2214	1,741965	0,007436	0,026192	6	0,3	4
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	6,8211	0,570405	0,001474	0,022951	12	0,01	2
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	229,3001	11,34335	0,09819	0,298134	6	0,01	-
0152	Натрий хлорид (Поваренная соль) (415)	68,5329	1,045179	0,004461	0,015715	6	0,5	3
0155	диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	22,7157	0,346432	0,001479	0,005209	6	0,15	3
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	85,817	15,35368	0,663129	0,955035	32	0,2	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	6,7204	1,232539	0,170297	0,200477	20	0,4	3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	9,1039	1,287002	0,011233	0,089711	12	0,15	3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	4,6586	0,681902	0,052387	0,134655	12	0,5	3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	72,5101	7,37889	0,195883	0,280428	33	0,008	2
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	11,9433	1,407964	0,178283	0,196312	32	5	4
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,379	0,061186	0,00046	0,003559	6	0,02	2
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,1137	0,017277	0,000025	0,00038	6	0,2	2
0405	Пентан (450)	0,0004	См<0.05	См<0.05	См<0.05	1	100	4
0410	Метан (727*)	12,818	3,119939	0,009329	0,068908	17	50	-
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0,0036	См<0.05	См<0.05	См<0.05	1	15	4
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	12,4704	1,397729	0,004451	0,026261	17	50	-
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	7,6667	0,861259	0,002727	0,016042	16	30	-
0602	Бензол (64)	10,4515	1,171225	0,003728	0,021964	16	0,3	2



ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО
ВОЗДЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	5,1758	0,583861	0,001823	0,010679	16	0,2	3
0621	Метилбензол (349)	3,082	0,343663	0,001115	0,006626	16	0,6	3
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	2,1215	0,333486	0,002837	0,030923	10	0.00001*	1
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	1,9114	0,427363	0,015343	0,053333	10	0,05	2
1580	2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота (Лимонная кислота) (158)	11,3579	0,561867	0,004864	0,014767	6	0,1	3
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	1,7144	0,205707	0,000493	0,003932	12	0,05	-
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	60,9556	2,01086	0,033687	0,269201	57	1	4
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	2208,2598	33,43861	0,187172	0,73147	30	0,3	3
3119	Кальций карбонат (Мел) (306)	274,26	4,182677	0,017854	0,062891	6	0,5	3
3123	Кальций дихлорид (Кальция хлорид) (638*)	68,1471	1,039296	0,004436	0,015627	6	0,05	-
3153	Натрий гидрокарбонат (Натрий карбонат однозамещенный) (875*)	34,0736	0,519648	0,002218	0,007813	6	0,1	-
6007	0301 + 0330	90,4756	15,36232	0,715516	1,072577	32		
6037	0333 + 1325	74,4214	7,378891	0,197379	0,296103	43		
6041	0330 + 0342	5,0376	0,681955	0,052612	0,134655	18		
6044	0330 + 0333	77,1687	7,387531	0,240576	0,33927	45		
6359	0342 + 0344	0,4926	0,077771	0,000485	0,003937	12		

Примечания:

1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. Сп - 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), "ЖЗ" (в жилой зоне), "ФТ" (в заданных группах фиксированных точек), на границе области воздействия приведены в долях ПДК_{мр}.

7.2.6 Анализ результатов расчета химического загрязнения атмосферы

Анализ проведенных расчетов загрязнения атмосферы показал, что приземные концентрации по всем веществам не превысят 1,0 ПДК на границе санитарно-защитной зоны ни по одному из веществ, т.е. выбросы вредных веществ не создадут концентраций, превышающих предельно допустимый уровень на границе СЗЗ.

Расчетом определена область воздействия, границы которой не выходят за границы санитарно-защитной зоны.

Таким образом, для всех ингредиентов выполняется следующее условие:

$$C_p + C_{\phi} < \text{ПДК}.$$

Максимальная приземная концентрация 0,716 ПДК на границе СЗЗ наблюдается по группе суммации диоксида азота и диоксида серы. Наибольший вклад в загрязнение атмосферного воздуха в точке максимума вносят источники дизель-генераторы при бурении. Карта-схема рассеивания макисмально приземной концентрации по группе суммации диоксида азота и диоксида серы представлена на рисунке 7.1.

По всем остальным ингредиентам концентрации значительно ниже предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами.



Расчет рассеивания максимальных приземных концентраций ЗВ и карты-схемы изолиний расчетных концентраций приведены в Приложении 3 к данному проекту.

Результаты расчета риска для здоровья населения при реализации намечаемой деятельности представлены в Приложении 6.

При анализе оценки риска здоровью населения, который представлен в Приложении 6 и на рисунке 7.2 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.

7.2.7 Уточнение размера санитарно-защитной зоны (области воздействия)

В соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2) размеры санитарно-защитных зон (СЗЗ) предприятий принимаются на основании расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере по утвержденным методикам и в соответствии с классификацией производственных объектов и сооружений.

Критерием для определения размера СЗЗ является соответствие на ее внешней границе и за ее пределами концентрации загрязняющих веществ для атмосферного воздуха населенных мест ПДК и/или ПДУ физического воздействия на атмосферный воздух.

Согласно вышеуказанным санитарным правилам «Для групп объектов одного субъекта, объединенных в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел), устанавливается единый расчетный и окончательно установленный размер СЗЗ с учетом суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и физического воздействия объектов, входящих в территориальный промышленный комплекс».

Согласно санитарной классификации производственных и других объектов (раздел 3 п.11 СП «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2), **месторождение Каламкас относится к 1 классу опасности. Размер санитарно-защитной зоны месторождения Каламкас составляет 1000 м.**

Производственная деятельность ПУ «Каламкасмұнайгаз» согласно Приложению 2, раздел 1 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК **относится к I категории.**

На месторождениях Каламкас, на территории намечаемой деятельности отсутствуют населенные пункты. На территории СЗЗ предприятия отсутствуют зоны заповедников, санаториев, курортов, к которым предъявляются повышенные требования к качеству атмосферного воздуха.

7.2.8 Требования к озеленению санитарно-защитной зоны

Необходимо предусмотреть при дальнейшей реализации разработки месторождения мероприятия по посадке зеленых насаждений согласно требованию приложения 4 Кодекса. 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 газоустойчивого посадочного материала и проведении мероприятий по озеленению учитываются природно-климатические условия района расположения предприятия.



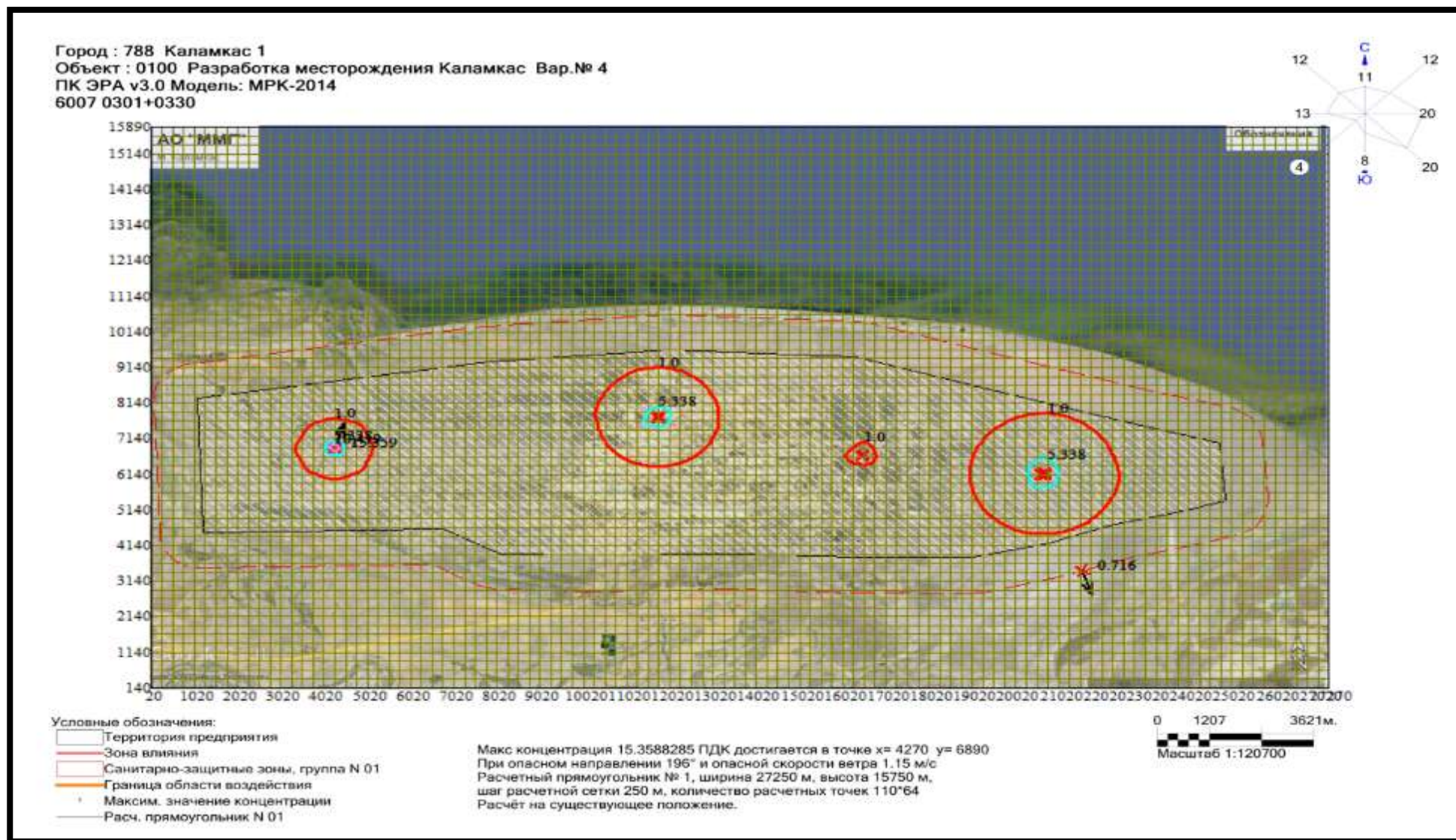


Рисунок 7.1- Карта-схема рассеивания максимально приземной концентрации по группе сумации диоксида азота и диоксида серы



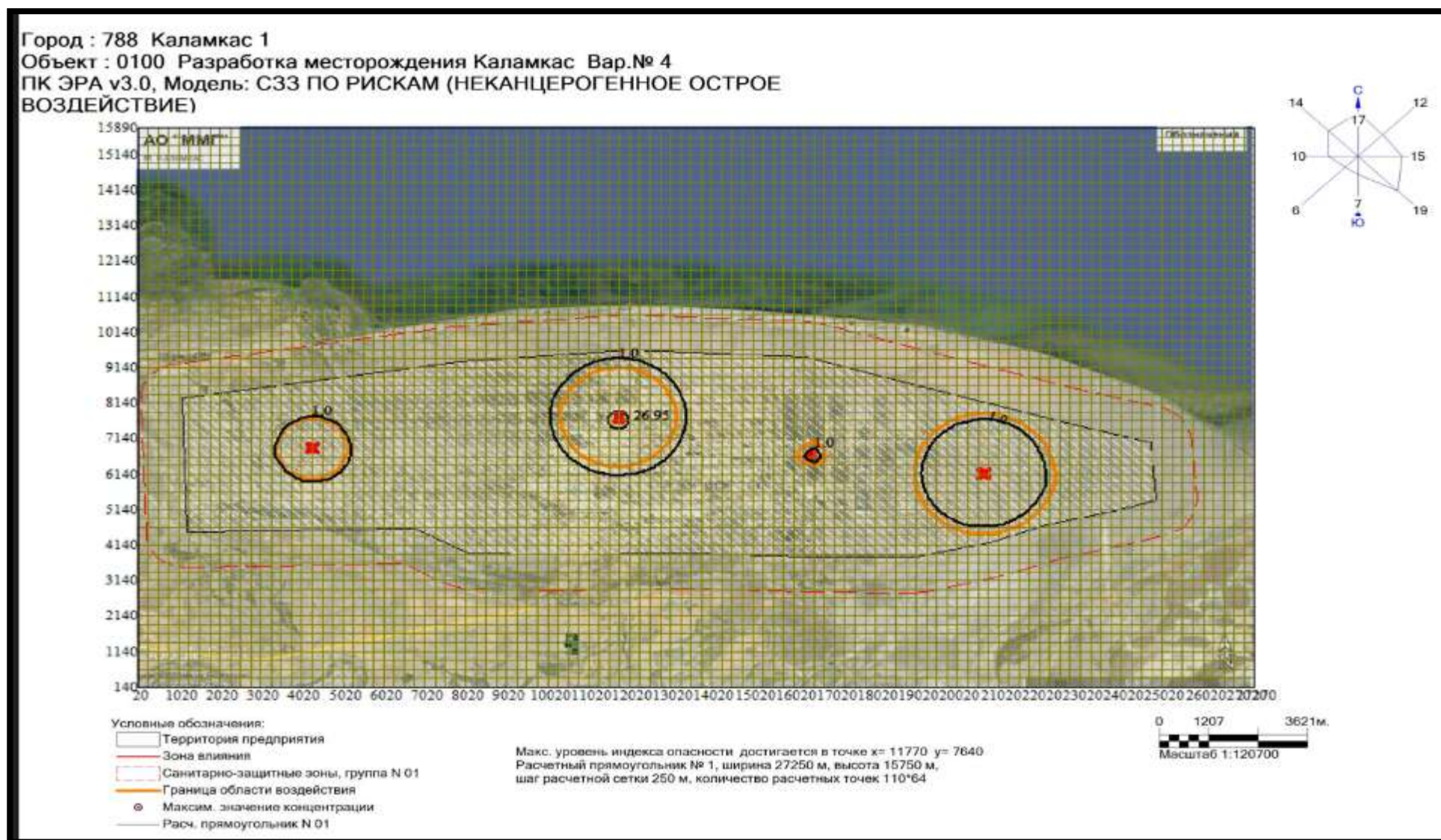


Рисунок 7.2- Карта-схема оценки риска здоровью населения (на границе СЗЗ)



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

Основными принятыми в проекте мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных веществ и обеспечения безопасных условий труда, являются следующие мероприятия:

- в соответствии с п. 17 ст. 274 Кодекса в водоохранной зоне бурение скважин необходимо осуществлять с помощью буровых установок на электроприводе от внешних сетей. Если бурение будет проводиться буровой установкой от генератора с дизельным топливом и дизельным приводом, то выпуск неочищенных выхлопных газов в атмосферу с таких установок должен быть снижен до минимума.
- 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;
- пылеподавление на всех этапах строительства и эксплуатации;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики оборудования;
- упорядоченное движение транспорта на территории месторождения и за его пределами - для транспортировки оборудования, отходов, и др. грузов вне населенных пунктов;
- 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.

Сокращение объемов выбросов и, вследствие этого, снижение приземных концентраций, обеспечивается комплексом технологических, специальных и планировочных мероприятий. При добыче нефти на месторождении Каламкас применяется герметизированная система сбора, подготовки и их транспортировки к потребителям, что значительно снижает выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Анализ расчетов рассеивания вредных веществ в атмосфере, проведенный на промплощадке месторождения Каламкас, показал, что по всем ингредиентам, на границе нормативной СЗЗ приземные концентрации не превышают критериев качества атмосферного воздуха для населенных мест, поэтому специальных мероприятий по



снижению выбросов проводить не требуется.

Основными мероприятиями по уменьшению образования загрязняющих веществ и охране атмосферного воздуха при производственной деятельности предприятия являются:

- полная герметизация всей системы сбора и транспортировки нефти и газа, соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех частей системы нефтедобычи;
- выбор режима работы технологического оборудования и технологий, обеспечивающих соблюдение нормативов допустимых выбросов (НДВ) и поддержание уровня загрязнения атмосферного воздуха ниже ПДК;
- создание системы учета и контроля за выбросами загрязняющих веществ по составу и количеству с учетом их суммации;
- автоматизация технологического процесса, предупреждающая аварийные ситуации;
- проведение работ по ремонту оборудования при благоприятных метеорологических условиях (ветер от населенных пунктов, отсутствие штилей, приземных инверсий, опасных скоростей ветра и т. д.);
- применение оборудования и строительной техники с минимальными выбросами в атмосферу;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования;
- ликвидация замазученных площадей.

Выполнение всех вышеперечисленных мероприятий является важным шагом на пути улучшения экологической ситуации в районе расположения объектов предприятия.

Основными мероприятиями, направленным на снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и обеспечивающим приземные концентрации в нормативных пределах, являются:

- утилизация газа с использованием на собственные нужды в печах подогрева на ГУ и на устьевых подогревателях, что исключает также в выбросах сажу, бенз/а/пирен, формальдегид при работе на дизтопливе;
- все резервуары и дренажные емкости оборудованы дыхательными клапанами, которые рассчитаны на определенное давление, срабатывание клапанов и выброс углеводородов в атмосферу происходит только при превышении установленного нормативами давления;
- использование в исправном техническом состоянии строительной техники и автотранспорта, проверка на токсичность перед выездом на площадки предприятия, что снижает выбросы загрязняющих веществ;
- организация движения автотранспорта по территории месторождения и поддержание в исправном состоянии внутрипромысловых автодорог, использование поливомоечных машин для подавления пыли;
- использование в качестве топлива для автотранспорта неэтилированного бензина, что исключает выбросы в атмосферу тетраэтилсвинца;
- проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха и применение необходимых мер при наличии увеличивающихся концентраций загрязняющих веществ.



Комплекс мероприятий по уменьшению выбросов в атмосферу

Сокращение объемов выбросов и снижение приземных концентраций обеспечивается комплексом технологических, специальных и планировочных мероприятий.

Специальные мероприятия по снижению объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу за период разработки месторождения Каламкас не предусматривались, так как на границе санитарно-защитной зоны по всем загрязняющим веществам приземные концентрации не превышают предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами.

Но, несмотря на соответствие критериям качества атмосферного воздуха для населенных мест, на границе СЗЗ и ПДК_{р.з.} проектом предусматриваются мероприятия по уменьшению объемов выбросов и улучшению условий рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере.

Кроме того, на существующих источниках в действующем проекте нормативов НДВ также предусмотрены мероприятия по уменьшению объемов выбросов и снижению приземных концентраций и составлены «Планы мероприятий по снижению выбросов ЗВ с целью достижения нормативов НДВ».

Ежегодно на предприятии разрабатываются технологические мероприятия, направленные на уменьшение влияния предприятия, на состояние окружающей среды, на предотвращение сверхнормативных и аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу.

В период строительства проектируемых объектов на месторождении Каламкас 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 на месторождении Каламкас также предусматривается комплекс планировочных и технологических мероприятий.

Для снижения влияния проектируемых объектов на загрязнение атмосферного воздуха проектом предусмотрено автоматизированное управление всех технологических процессов, протекающих непрерывно.

Автоматизация процессов предотвращает аварийные ситуации, связанные с повышенными выбросами ЗВ в атмосферу. В процессе нормальной эксплуатации влияние на атмосферный воздух от работы оборудования удовлетворяет требованиям существующих природоохранных норм.

Основными мероприятиями по снижению выбросов ЗВ являются:

- выбор технологии и применяемого оборудования бурения с целью снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух;
- оборудование предохранительными клапанами технологического оборудования, предотвращающее аварийные ситуации;
- размещение технологических установок, арматуры и коммуникаций на открытых площадках на расстояниях в соответствии со СНиП, с учетом функционального назначения и розы ветров;
- измерение и контроль по следующим параметрам:
 - давление и температура в контролируемых точках технологического процесса;
 - уровень жидкости в емкостях;
 - расход нефти;
 - расход газа;
- обеспечение герметичности и прочности технологических аппаратов, арматуры и трубопроводов в соответствии ГОСТ 12.2.003-74;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов технологического оборудования;
- системы автоматизированного дистанционного управления технологическим процессом с рабочего места оператора;
- аварийное отключение насосов, входных задвижек и т.д. обслуживающим персоналом непосредственно с площадок обслуживания на основании показаний местных приборов контроля технологических параметров;



- аварийная сигнализация при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций: любая ситуация, расцениваемая как пожароопасная, вызовет срабатывание системы аварийного отключения.

- в соответствии с п. 74, 75 Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации и ремонте резервуаров для нефти и нефтепродуктов, утв. Приказом Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 15 июня 2021 года №286. предусмотрены при наливе углеводородов (нефти, ГСМ и др) в резервуары и автоцистерны методом «под слой», а также оснащение резервуаров газо-уравнительной системой.

Для исключения и предупреждения аварийных ситуаций и максимального снижения негативного влияния на природную среду необходимо:

- размещение источников выбросов загрязняющих веществ на площадке бурения с учетом преобладающего направления ветра;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля за ходом технологического процесса, измерение расходов, давления, температуры;
- осуществление постоянного контроля за герметичностью трубопроводов и оборудования;
- осуществление постоянного контроля за изменением воздуха в рабочей зоне на промплощадке и прилегающей территории.

Эти меры в сочетании с хорошей организацией производственного процесса и контроля позволят обеспечить минимальное воздействие на атмосферный воздух.

7.5 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий

Неблагоприятные метеоусловия (НМУ) представляют собой краткосрочное особое сочетание метеорологических факторов, 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 недожега;
- ведение режима горения по отлаженным кислодомерам, проверка величины нагрузок на котлах и их режимов в соответствии с режимными картами;
- снижение нагрузок на мини-котельных с целью создания устойчивого разряжения в топочном пространстве;
- запрещение продувки и очистки оборудования и емкостей, в которых хранятся загрязняющие вещества, а также ремонтных работ, связанных с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- запрещение работы на форсированном режиме в резервуарном парке, печах, котельных, дизель-генераторах;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
- усиление контроля за соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм;



- прекращение пусковых операций на оборудовании, приводящих к увеличению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу;
- рассредоточение во времени выбросов загрязняющих веществ из технологических агрегатов;
- обеспечение инструментального контроля выбросов вредных веществ в атмосферу, непосредственно на источниках и на границе санитарно-защитной зоны.
- другие организационно-технические мероприятия, приводящие к снижению выбросов загрязняющих веществ.

Мероприятия по сокращению выбросов *по второму режиму* включают в себя все мероприятия первого режима, а также мероприятия, связанные с технологическими процессами производства и сопровождающиеся незначительным снижением производительности объекта:

- снижение производительности отдельных аппаратов и технологических линий, работа которых связана со значительным выделением в атмосферу вредных веществ (технологических печей, дизель-генераторов);
- прекращение сжигания на факеле газа при проведении КРС;
- запрещение включения дизель-генераторов в профилактических целях;
- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- усиление контроля за выбросами автотранспорта путем проверки состояния и работы двигателей;
- ограничение движения и использования транспорта согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- мероприятия по снижению испарения топлива;
- прекращение строительных работ на строительных площадках.

Мероприятия по сокращению выбросов *по третьему режиму* включают в себя все мероприятия, разработанные для первого и второго режима, а также мероприятия, разработанные на базе технологических процессов, имеющих возможность снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу за счет временного сокращения производственной мощности предприятия:

- снижение производственной мощности или полную остановку производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- проведение поэтапного снижения нагрузки параллельно-работающих однотипных технологических агрегатов и установок (вплоть до отключения одного, двух, трех и т.д. агрегатов);
- отключение аппаратов и оборудования с законченным технологическим циклом, сопровождающимся значительным загрязнением воздуха;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ.

Выполнение предложенных мероприятий по регулированию выбросов в периоды НМУ обеспечивают требуемое снижение выбросов.



Как показывает практика, при наступлении НМУ в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия.

На период НМУ частота контрольных замеров увеличивается. Контрольные замеры выбросов на периоды НМУ производятся перед осуществлением мероприятий, в дальнейшем - один раз в сутки. Периодичность замеров определяется из возможностей методов контроля.

7.6 Возможные существенные воздействия на атмосферный воздух

Прямое воздействие на атмосферный воздух будет связано с непосредственным выбросом загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Прямое воздействие также будет связано с возможностью трансформации некоторых загрязняющих веществ за счет образования групп суммации, распада веществ или способностью давать новые вещества при взаимодействии с другими веществами, что будет влиять на качество воздуха в пределах области воздействия проектируемого объекта.

Косвенное воздействие связано с возможностью сухого осаждения выбросов загрязняющих веществ на почвенный покров и водные объекты, а также в последующем вымывания ее атмосферными осадками и загрязнение более глубоких почвенных горизонтов и подземных вод. Например, оксиды азота и оксиды серы, взаимодействуя с атмосферной влагой, могут образовывать кислотные дожди, но так как природно-климатическая зона размещения предприятия относится к пустыням с недостаточным увлажнением, то такое воздействие маловероятно. Оксиды азота участвуют в формировании фотохимического смога, но такое явление маловероятно, так как район размещения проектируемого объекта характеризуется равнинным рельефом местности с малоэтажной застройкой и среднегодовой скоростью ветра - 4-5 м/сек, что не обеспечивает условий для формирования смога. Наличие такого ветрового потенциала способствует лучшему рассеиванию загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Косвенные воздействия от загрязнения атмосферного воздуха при строительстве скважин и эксплуатации вновь вводимого технологического оборудования идентичны.

К косвенным воздействиям от загрязнения атмосферного воздуха на стадии строительства и эксплуатации отнесены:

- загрязнение почвенного покрова в результате осаждения атмосферных примесей за в пределах месторождения Каламкас;
- загрязнение растительности в результате осаждения атмосферных примесей за в пределах месторождения Каламкас.

Кумулятивное воздействие является результатом воздействия на атмосферный воздух проектируемого объекта и других существующих объектов, осуществляемых деятельность на данной территории.

Кумулятивное воздействие оценено при расчете рассеивания загрязняющих веществ с учетом базового антропогенного фона

Результаты расчета рассеивания показывают, что зона кумулятивного воздействия при штатном режиме работы будет ограничена внешней границей области воздействия проектируемого объекта. Учитывая расположение источников воздействия на атмосферный воздух на достаточном расстоянии от жилых зон, достаточно высокую способность атмосферы к самоочищению, качество атмосферного воздуха в районе планируемых работ практически сохранится на прежнем уровне.

Трансграничное воздействие



Трансграничное воздействие на атмосферный воздух при разработке месторождения Каламкас отсутствует, так как ближайшая государственная граница с Туркменистаном находится на расстоянии 130 км, а побережье Каспийского моря на расстоянии 60 км.

Влияние выбросов загрязняющих веществ при эксплуатации будет носить местный характер (до 100 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, при эксплуатации оборудования – устьевые подогреватели, печи подогрева, продувочные свечи.

На основании проведенного анализа можно сделать вывод о том, что основное воздействие на атмосферу при проведении планируемых работ будет происходить в пределах утвержденной санитарно-защитной зоны (1000 м). Таким образом, проведение намечаемых работ не будет иметь необратимого воздействия на состояние атмосферного воздуха.

В целом, прямое воздействие на атмосферный воздух при реализации проекта разработки месторождения с учетом пространственных, временных параметров и параметров интенсивности воздействия оценивается следующим образом:

Таблица 7.10- Оценка воздействия на атмосферный воздух

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1 (базовый)		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Незначительная 1 балл
Интегральная оценка 12 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 2		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 балла – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 балла – воздействие средней значимости		
Вариант 4 (рекомендуемый)		
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 №4) находится в пределах 12- 24 баллов что соответствует воздействию средней значимости.

При воздействии *«средней значимости»* изменения в среде превышают цепь естественных изменений. Среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.



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

Территория месторождения Каламкас не входит в границы Государственной заповедной зоны северной части Каспийского моря. Все месторождение от Каспийского моря ограждено защитной дамбой и ни одна из проектируемых скважина не расположена за защитной дамбой.

В гидрогеологическом отношении территория месторождения Каламкас находится в пределах Бузачинского артезианского бассейна второго порядка, который входит в состав Устюрского сложного бассейна. В пределах бассейна выделяются водоносные горизонты и комплексы в четвертичных, альб-сеноманских, неокомских, юрских и пермь-триасовых отложениях. Подземные воды по условиям образования и залегания разделяются на два структурных этажа.

Верхний этаж характеризуется распространением безнапорных (грунтовых) вод со свободной поверхностью и приурочен к четвертичным отложениям.

Нижний этаж характеризуется распространением напорных подземных вод.

Между подземными водами двух структурных этажей залегают глины неогеновых отложений. Таким образом, на территории месторождения выделяется выдержанный слой плотных глин неогена, разделяющий структурные этажи, который можно рассматривать как относительный водоупор, в региональном плане эти отложения залегают спорадически.

Исходя из геолого-гидрогеологических условий залегания, в районе расположения месторождения Каламкас выделяется ряд водоносных горизонтов и комплексов, причем в отложениях четвертичного возраста подземные воды выделяются по генетическим признакам водовмещающих отложений.

В пределах рассматриваемой территории выделяются:

водоносный комплекс четвертичных морских отложений (mQIVnk+mQIIIhv);

подземные воды спорадического распространения палеогеновых отложений (Pg1-2);

воды спорадического распространения сенон-датский отложений (K2sn-d);

водоносный комплекс сеноманских и туронских отложений (K2s+t);

водоносный комплекс альб-сеноманских отложений мела (K1-2al-s);

водоносный комплекс продуктивных толщ неокома нижнего мела и юры (K1+J).

Уровни подземных вод вскрыты на глубинах от 0,53 м на северо-западе территории до 0,73-1,3 м на юге территории. Подземные воды представлены рассолами с сухим остатком 100,7-151,1 г/дм³.

По химическому составу подземные воды представляют собой слабые рассолы и отличаются разным составом: гидрокарбонатно-сульфатные, сульфатно-хлоридные, хлоридно-натриевые.

Основными химическими компонентами, определяющими величину общей минерализации, является хлор и натрий, в меньшей степени кальций, магний и гидрокарбонаты. Содержание хлора в подземных водах составляет 3,3-3,5 г/л, натрия - 1,7-2,2 г/л, кальция - 0,1-0,3 г/л, магния - 0,1-0,3 г/л, гидрокарбонатов - 0,1-0,3 г/л.

Питание подземных вод происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков, а также перетекания пластовых и инфильтраций технических вод на местах прорывов



технических водопроводов. Разгрузка их осуществляется в Каспийское море, частично в депрессию Большой Сор.

На территории месторождения развиты отложения от современных до нижнепермских. Наибольшему негативному воздействию подвергаются первые от поверхности водоносные горизонты, представленные новокаспийскими и позднечетвертичными хвалынскими отложениями.

Уровни подземных вод вскрыты на глубинах от 0,53 м на северо-западе территории до 0,73-1,3 м на юге территории. Подземные воды представлены рассолами с сухим остатком 100,7-151,1 г/дм³.

По химическому составу подземные воды представляют собой слабые рассолы и отличаются разным составом: гидрокарбонатно-сульфатные, сульфатно-хлоридные, хлоридно-натриевые.

Основными химическими компонентами, определяющими величину общей минерализации, является хлор и натрий, в меньшей степени кальций, магний и гидрокарбонаты. Содержание хлора в подземных водах составляет 3,3-3,5 г/л, натрия - 1,7-2,2 г/л, кальция - 0,1-0,3 г/л, магния - 0,1-0,3 г/л, гидрокарбонатов - 0,1-0,3 г/л.

Питание подземных вод происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков, а также перетекания пластовых и инфильтраций технических вод на местах прорывов технических водопроводов. Разгрузка их осуществляется в Каспийское море, частично в депрессию Большой Сор.

Для водоснабжения могут быть использованы водоносные комплексы эоловых и хвалынских отложений, линзы пресных вод встречаются также в морских новокаспийских отложениях.

Наиболее хорошо изучены подземные воды альбсеноманского водоносного комплекса. По результатам исследований альбсеноманские воды относятся к типу хлоркальциевых со сравнительно невысокой минерализацией и рекомендуются для технического водоснабжения.

Месторождение Каламкас расположено в пределах современной морской аккумулятивной террасы, слабонаклоненной в сторону акватории Каспийского моря.

Для защиты нефтяного промысла от загрязнения поверхностных и подземных вод и влияния стонно-нагонных явлений на месторождении Каламкас, в прибрежной зоне существует водозащитная дамба.

Защитная дамба м/р. Каламкас построена в 1979-1981 гг. Для защиты месторождения Каламкас от затопления Каспийским морем в 1981 г. была построена защитная дамба протяженностью 30,5 км, шириной основания 12 м, по гребню 6 м, высотой от основания 2,5 м и абсолютной отметкой гребня - 25,2 м, при существующем в настоящее время уровне моря порядка минус 27,1 м. Из-за подъема уровня моря в 1991 г., были начаты работы по реконструкции и укреплению дамбы. В настоящее время полностью завершены работы по перепрофилированию дамбы, также выполнены работы по защите склонов дамбы каменным материалом. После реконструкции размеры дамбы изменились: ширина гребня составляет 8 м, высота 5 м, а отметка гребня поднята до - 23,75 м, длина осталась прежней - 30,5 км.



Согласно мониторинга прибрежной части в последние годы (2016-2022 гг.) отмечено, что линия моря удалилась за искусственной дамбой на 2-2,5 км дальше, чем было годами ранее.

8.1. Краткая характеристика водопотребления и водоотведения на предприятии. Существующее положение

Водные ресурсы в ПУ «КМГ» используются на производственные и хозяйственно-питьевые цели.

Для обеспечения технологических и производственно-бытовых нужд предприятие потребляет Волжскую воду, для питьевых нужд используются подземные воды месторождения Кызыл - Кум (Кияхтинская питьевая вода), согласно Разрешения на специальное водопользование KZ85VTE00003803 от 28.10.2019 г. срок действия до 15.06.2028 г. (Расчетные объемы водопотребления на 2020-2027 гг. - 300,852 тыс. м³/год).

Деятельность АО «Мангистаумунайгаз» относится к нефтяной отрасли, характеризующейся образованием большого количества производственных, в том числе попутно-пластовых и хозяйственно-бытовых сточных вод.

Все производственные сточные воды, в которых содержатся нефтепродукты, и попутнопластовые воды утилизируются через водопоглощающие скважины, а также закачиваются в нефтяные пласты для поддержания пластового давления.

Хозяйственно-бытовые сточные воды, образовавшиеся в процессе бытовой деятельности, отводятся на комплекс очистных сооружений, с последующим сбросом на поля испарения.

Основными потребителями структурных подразделений, сточные воды которых отводятся на поля испарения, являются:

- технической воды - вахтовые поселки месторождений и объекты, относящиеся к жилищно-коммунальному хозяйству (прачечная, котельная и пр.);
- питьевой воды — вахтовые поселки, столовые, подрядные организации.

В состав АО «Мангистаумунайгаз» на месторождении Каламкас входят подразделения производственного назначения, непосредственно участвующие в добыче нефти, и вспомогательные производственные площадки, обслуживающие основное производство. На территории месторождения имеются также два вахтовых поселка (старый и новый) с объектами хозяйственного бытового назначения. Все промплощадки - основные и вспомогательные и вахтовые поселки являются водопользователями.

Водооборотных систем на производственных объектах нет. Повторное использование воды возможно только в цехе поддержания пластового давления (ЦППД). В этот цех для закачки в скважины из цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН) передается вода, использованная для подготовки нефти к сдаче и промывки нефтяных резервуаров. В ходе мониторинга отбираются пробы по пластовой воде на объектах ЦППН ПУ КМГ в целях контроля за качественным и количественным составом воды, закачиваемой в пласт. Отбор проб закачиваемой в пласт воды с целью поддержания пластового давления производится в 4 точках.

В процессе производственной и хозяйственной деятельности на промплощадках месторождения формируются сточные воды. Отведение производственных и хозяйственных



сточных вод осуществляется по отдельным системам канализации в связи с тем, что производственные воды загрязнены нефтепродуктами.

Все производственные сточные воды после отстаивания сбрасываются в подземные горизонты. Из них около 40% закачивается в нефтяные пласты для поддержания пластового давления, оставшаяся вода утилизируется в водопоглощающих скважинах.

В систему бытовой канализации на месторождении отводятся сточные воды, образовавшиеся в процессе удовлетворения бытовых потребностей обслуживающего персонала.

В остальных подразделениях сточные воды аккумулируются в септиках и по мере их заполнения вывозятся спецавтотранспортом на КОС.

Реализация хозяйственной деятельности по добыче, сбору и подготовке нефти на месторождении Каламкас сопровождается образованием, накоплением, отведением и утилизацией:

- хозяйственно-бытовых вод;
- производственных сточных вод;
- попутно-пластовых и подтоварных вод.

Хозяйственно-бытовые сточные воды образуются в результате удовлетворения бытовых потребностей обслуживающего персонала.

Производственные сточные воды формируются под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении, производственных операций, в процессе эксплуатации техники и оборудования и представлены:

- технологическими сточными водами;
- промывочными;
- ливневыми водами.

Хозяйственно-бытовые сточные воды в старом и новом вахтовых поселках Каламкас формируются одним потоком из санитарно-гигиенических помещений, душевых сеток, столовых, после мытья посуды, прачечной и пр.

Технологические сточные воды формируются от технологических площадок и технологических сооружений, производственных зданий, насосных, при ремонте скважин, от системы охлаждения электродвигателей (маслоохладители и воздухоохладители).

Промывочные воды образуются при зачистке и промывке различных резервуаров, ремонта и опрессовки оборудования, смыва разлитой нефти и утечек от технологического оборудования и т.д.

Ливневые воды формируются при отведении поверхностного стока с технологических площадок при снеготаянии и в период прохождения дождевых паводков.

Попутно пластовые воды поступают совместно с нефтью при ее добыче, а также при сепарации нефтепродуктов на площадках ЗУ и ГЗУ.

Подтоварные воды поступают из резервуарных парков, отстойников нефти вследствие обводненности нефтепродуктов и за счет влаги, поступающей из воздуха в процессе больших и малых дыханий резервуаров.

Для отвода сточных вод на производственных объектах месторождения предусмотрены две отдельные системы канализации:

- производственная;



- хозяйственно-бытовая.

В сеть производственной канализации подлежат отведению стоки от производственных зданий и технологических сооружений, образовавшиеся в результате производственной деятельности, пластовые и подтоварные воды, промывочные.

В систему бытовой канализации отводятся стоки, образовавшиеся в процессе удовлетворения бытовых потребностей обслуживающего персонала.

На месторождении Каламкас канализованы только территории старого и нового вахтовых поселков. Схема канализации представлена следующим образом: хозяйственные сточные воды самотеком поступают в канализационную насосную станцию (КНС), откуда фекальными насосами закачиваются на новый комплекс очистных сооружений (КОС) мощностью 1500 м³/сут. Новые КОС мощностью 1500 м³/сут были введены в эксплуатацию во второй половине 2008г. Старые очистные сооружения производительностью 700 м³/сут демонтированы, сброс на старые поля испарения не производится. Канализационно - очистные сооружения и поля испарения располагаются с южной стороны месторождения Каламкас на свободной от застройки территории, и занимают соответственно площадь 1,58 и 29 га. Санитарно-защитная зона КОС составляет 150 м, полей испарения – 300 м. Комплекс очистных сооружений расположен на расстоянии около 10,0 км от уреза воды Каспийского моря.

Хозяйственно-бытовые сточные воды, образовавшиеся в процессе бытовой деятельности, проходят очистку на сооружениях полной биологической очистки:

☐ производительностью 1500 м³/сут или 547500,0 м³/год.

Очистное сооружение на проектную мощность Q=1500 м³/сутки запроектировано и выполнено ТОО "Эйкос" (г. Алматы) в 2008 году, в данное время является действующим.

Сооружение предназначено для очистки бытовых сточных вод.

Фактическая производительность составляет 1050 - 1100 м³/сут, в месяц 30000 м³.

Принятый по проекту состав загрязнений поступающих сточных вод на очистку:

☐ Взвешенные вещества – 100 мг/дм³

☐ БПК₅ – 120 мг/дм³

Конечным водоприемником очищенных хозяйственно- бытовых сточных вод являются пруды-накопители (испарители) замкнутого типа, т.е. нет открытых водозаборов на повторное использование и не осуществляются сбросы в естественные водные объекты.

Пруды-накопители (испарители):

Поля испарения состоят из 8-ми карт, расположенных северо-восточнее КОС. Поля имеют размеры по осям 186×203,3м, площадью – 3,906 га каждая карта и представляют собой специально спланированный участок земли, предназначенный для естественной доочистки сточных вод. Дно карт полей испарения покрыто глиной типа «Мергель» толщиной 30 см с планировкой. С учетом дорог и зеленых насаждений вокруг полей испарения общая площадь составляет – 33,0 га. Высота обвалования (валиков) – 2 м. Объем полей испарения – 59860,0 м³. Годовая сумма осадков по данным метеостанции Кызан составляет 170 мм. Распределение очищенных сточных вод и их выпуск на поля осуществляется по лоткам, выполненным из монолитного железобетона, основанием лотков служит насыпь из песчано-гравийной смеси, наружные поверхности лотков



обмазаны горячим битумом в 2 слоя. од днищем выполнена проливка песчано-гравийной смеси битумом на глубину 30 мм.

Мониторинг состояния подземных вод на территории КОС месторождения Каламкас проводится:

- по 6 скважинам (№№1-4,9-10) расположенным в районе полей испарения;
- по 5 скважинам (№№50 - 54) расположенным в районе КОС Каламкас

АО «ММГ» согласно договорным обязательствам осуществило передачу во временное пользование (аренду сроком на 5 лет) ТОО «Caspian Food» несколько объектов ПУ «КМГ»:

- ☐ отдел организации общественного питания (ОООП);
- ☐ жилищно-эксплуатационные цеха (ЖЭЦ);
- ☐ канализационно-очистное сооружение (КОС).

Все перечисленные объекты являются действующими и до передачи в аренду обслуживались силами ПУ «КМГ».

На перечисленных объектах вода используется:

- ☐ для хозяйственно-питьевых нужд,
- ☐ на нужды котельной,
- ☐ для полива зеленных насаждений.

Согласно Разрешения на эмиссии в окружающую среду для ТОО "Caspian Food" № KZ02VCZ01304714 от 03.09.2021 г., возможно производить сбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих: 2022 год- 539 тонн; 2023-2024 гг-539,441 тонн; 2025 год - 539 тонн.

В таблице 8.1. представлен баланс водопотребления и водоотведения на 2022-2025 гг., согласно разработанного Проекта нормативов предельно допустимых сбросов (ПДС) для ТОО «CASPIAN FOOD» на 2022-2025 гг. Разрешение на эмиссии в окружающую среду для ТОО «CASPIAN FOOD» (ПДС) представлено в Приложении 8. Разрешение на спецводопользование (сброс на поля фильтрации) представлено в Приложении 8.

Расход воды на производственные нужды представлен в таблице 8.2.

Отчет о заборе, использовании и водоотведении вод (2-ТП водхоз) по месторождению Каламкас представлено в Приложении 8.

ПУ «КМГ» имеет согласованные удельные нормы водопотребления и водоотведения в отраслях экономики № KZ86VUV00003523 от 15.12.2020 г (приложение 8.) до 08.12.2025 года.

Вид продукции (работ): нефть (3749700 тонн в год);

Удельная норма водопотребления:

На технологические нужды:

техническая свежая – 12,6952 м³/т;

повторная – 0,1531 м³/т;

оборотная – 0,0089 м³/т;

На вспомогательные нужды:

техническая свежая – 0,0019 м³/т;

питьевая свежая – 0,0076 м³/т;

оборотная – 0,0063 м³/т;

На хозяйственно-питьевые нужды:



питьевая свежая – 0,0218 м³/т;

Удельные нормы потерь воды:

на технологические нужды – 0,0012 м³/т;

на вспомогательные нужды – 0,0005 м³/т;

на хозяйственно-питьевые нужды – 0,0012 м³/т;

Удельные нормы воды, переданной другим потребителям или нормы безвозвратного водопотребления – 0,0039 м³/т;

Удельная норма водоотведения по направлению использования воды:

технологические нужды: нормативно чистые – 12,6941 м³/т;

вспомогательные нужды: нормативно чистые – 0,009 м³/т;

хозяйственно-питьевые нужды - 0,0167 м³/т;



Таблица 8.1- Баланс водопотребления и водоотведения на 2022-2025 гг.

Наименование цеха, участка	Водопотребление				Водоотведение				Использо- вание очищенной воды на полив зеленых насаждений и пыле- подавление, м3/год	Безвозв- ратные потери, м3/год
	Всего	в том числе			Всего	На очистные сооружения	временно размещено в емкости, септик с послед- ующим вывозом	передача на КОС от сторонних организаций		
		Всего	На хоз,- бытовые нужды	На вспомога- тельные нужды						
ОООП АО "Каспиан Фуд"	38599,0	38599,0	38599,0		38599,0	38599,0				
столовая №1	2312,64	2312,64	2312,64		2312,6	2312,6				
столовая №2	36135,0	36135,0	36135,0		36135,0	36135,0				
столовая №3	36135,0	36135,0	36135,0		36135,0	36135,0				
хлебопекарня	576,7	576,7	425,225	151,475	425,2	576,7				151,475
ЖЭЦ Каспиан Фуд,	144071,0	144071,0	144071,0		144071,0	144071,0				
Прачечная	10220,0	10220,0	10220,0		10220,0	10220,0				
Склады ЖЭЦ	73,0	73,0	73,0		73,0	73,0				
общежития пос.Каламкас	94126,2	94126,2	94126,2		87106,2	94126,2			7020,0	
общежитие Кияхты	1182,6	1182,6	1182,6		1182,6	1182,6				
КОС Каспиан Фуд	39967,5	39967,5	39967,5		39967,5	39967,5				
Сторонние организации	0				59711,0	59711,0		59711,0		
ИТОГО	403398,64	403398,64	403247,165	151,475	455938,2	463109,6	0,0	59711,0	7020,0	151,475



Таблица 8.2- Расход воды на производственные и вспомогательные нужды ПУ «КМГ»

Вид нужд	Технологические							Вспомогательные			
Операция	Закачка воды	Закачка воды	Обессоливание	Промывка, пропарка, очистка оборудования	ГТЭС	ГРП	Заправка печей	Отопление	Лаборатория	Промывка фильтров	Промывка фильтров
Тип воды	Пластовая	Альбская	Волжская	Волжская	Волжская	Волжская	Волжская	Волжская	Волжская	Княхтинская	Волжская
Качество	Тех	Тех	Тех	Тех	Тех	Тех	Тех	Тех	Тех	Пит	Пит
Система водоснабжения	Прямоточная	Прямоточная	Последовательно используемая	Прямоточная	Оборотная	Прямоточная	Прямоточная	Оборотная	Прямоточная	Прямоточная	Прямоточная
Объем, м³	37745299	9803852	574079,07	13320	31719,96	2720	16963,5	23500	6716	24597,5	2459,75
Потери, м³	1155,006	691,172	17,567	666	1585,998	136	848,175	58,75	386,17	1414,356	141,436
ВСЕГО ОБЪЕМ С ПОТЕРЯМИ, м³	37746454,01	9804543,172	574096,637	13986	33305,958	2856	17811,675	23558,75	7102,17	26011,856	2601,186

Данные представленные в таблице приняты согласно Проекта «Удельные нормы водопотребления и водоотведения по АО «ММГ» до 08.12.2025 года. (Заключение № KZ86VUV00003523 от 15.12.2020 г (приложение 8.)



Пластовая (сточная) вода при подготовке нефти на ЦКППН из технологических резервуаров РВС–10000 № 11 (7, 8) поступает в РВС–5000 № 5, 6 старого парка, или РВС–5000 № 1н, 2н, 3н, 4н, (13, 14, 15, 16) нового парка. Откуда насосами системы установки перекачки воды (УПВ) (Н-13) откачивается в систему поддержания пластового давления (ППД) для её закачки в нефтяные пласты. Для перекачки воды с резервуаров РВС–5000 №9,10, РВС–10000 №12 используют насосы НД-200/90.

Альбсеноманская вода. Добыча воды с альб-сеноманских горизонтов осуществляется на Аксын-Каламкасском месторождении.

Эксплуатируемый водозабор находится в пределах расчетной схемы участка Аксын, в 55 км севернее п. Шебир и состоит из 84 водозаборных скважин глубиной 336 – 489 м с расстояниями между скважинами 1000 м. На всех скважинах водозабора установлена запорная арматура, позволяющая осуществлять замеры пьезометрических уровней воды при помощи уровнемера и проводить отборы проб воды. Учет добычи воды осуществляется с помощью прибора «УРЖ2КМ». На месторождении Аксын-Каламкас на сегодняшний день действующий фонд водозаборных скважин составил - 40 ед. Водозаборные скважины Аксын-Каламкаского месторождения соединены через выкидные линии с объектами сбора добытой воды и с магистральным коллектором, по которому вода подается в систему поддержания пластового давления на БКНС и через водораспределительные пункты и нагнетательные скважины закачивается под высоким давлением в нефтегазоносные пласты месторождения Каламкас. По месторождению Аксын-Каламкас за №KZ33VTE00011723 получено 15.04.2020г. (Расчетные объемы водопотребления - 14000,0 тыс.м³/год). Разрешение на спецводопользование (подземные воды) представлено в Приложении 8.

Волжская вода используется для обеспечения производственной и бытовой деятельности месторождения Каламкас, волжская вода поступает на месторождение на основании договора с АО «КазТрансОйл» на поставку технической воды из системы водоводов АО «КазТрансОйл».

Водозабор находится в районе с. Ганюшкино на р. Волга. Протяжённость водовода составляет 1041 км.

Часть волжской воды поступает на фильтровальную станцию питьевой воды в целях подготовки волжской воды до питьевого качества для удовлетворения хозяйственно-питьевых нужд и промывки фильтров, часть поступает на РВС-5000 и далее на технологические нужды, на вспомогательные нужды (отопление и нужды лаборатории). Учёт забора воды производится приборами «Норд 150». В целях рационального использования водных ресурсов разработаны удельные нормы водопотребления и водоотведения для месторождений АО «Мангистаумунайгаз» на 2021-2025 годы, согласованный с Комитетом по водным ресурсам Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан со сроком до 08.12.2025 года №KZ94RUV00005713 от 08.12.2020 г.

Кияхтинская питьевая вода поступает из месторождения Кызыл-Кум, которое расположено на юго–западе полуострова Бузачи. Водозабор расположен в 100 км севернее от п. Шетпе, в 120 км от п. Каламкас и состоит из двухрядного линейного скважинного водозабора с глубиной скважин 30-40 м. Подземные воды поступают по водоводу от цеха по подготовке технологической жидкости (ЦПТЖ) ПУ «КМГ» АО «ММГ» - на основании Государственной лицензии к Контракту №578 от 29.11.2000 г. в соответствии с Государственной лицензией серии ГКИ №10318 (подземные воды) на проведение добычи



подземных вод Западной линзы Кызылкумского месторождения. Эксплуатация ведется на основании Разрешения на специальное водопользование по месторождению Кызылкум №KZ85VTE00003803 от 28.10.2019 г. (Расчетные объемы водопотребления на 2020-2027г.г. - 300,852 тыс. м3/ год). Разрешение на спецводопользование представлено в Приложении 8.

Забор воды из водных источников осуществляется в соответствии с полученными Разрешениями на спец. Водопользование, при этом соблюдаются все требования п. 1.2 ст. 221 ЭК и Водного кодекса ст. 66.

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

Для проведения намечаемой деятельности требуется вода технического качества на производственные нужды и вода питьевого качества на хозяйственно-бытовые нужды.

Вода технического качества и питьевого качества на месторождение доставляется специализированными машинами из близлежащего источника водоснабжения.

Воду на питьевые нужды монтажников-строителей во время рабочей смены планируется использовать привозную бутилированную. Качество воды должно соответствовать ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая».

В качестве зданий и сооружений для размещения персонала используются передвижные инвентарные средства – вагон-бытовки (комнаты отдыха), которые располагаются в непосредственной близости от строительной площадки. Строительная бригада будет питаться и проживать в вахтовом городке месторождения Каламкас.

Потребность в воде и электроэнергии для производства работ и бытовые нужды удовлетворяются от источников, расположенных вблизи объекта. Вода для хозяйственно-бытовых нужд – волжская вода. Техническая вода - техническая волжская вода. Водовод Астрахань–Мангышлак.

Водооборотные системы отсутствуют.

Техническая вода при строительстве проектируемых объектов будет использоваться для орошения площадки строительства (полив водой при уплотнении и укатке грунта) и на гидроиспытания трубопроводов.

Принимая во внимание отсутствие сброса сточных вод на рельеф местности, непосредственного *воздействия на подземные воды не ожидается.*

В связи с вышеизложенным, осязаемое воздействие проектируемых работ на подземные воды не ожидается.

Для поддержания пластового давления используется вода, которая соответствует основным требованиям СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству». *А также согласно п. 5 ст. 216 ЭК на месторождении закачка в подземные горизонты сточных вод, не очищенных по нефтепродуктам, взвешенным веществам и сероводороду не производится. Вода, используемая в системе ППД очищается до требуемых параметров в цехе перекачки технологической жидкости (ЦПТЖ).*

8.2.1 Водопотребление

Качество воды, используемой для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд должна соответствовать документам государственной системы санитарно-эпидемиологического нормирования согласно п. 18 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе,



эксплуатации объектов строительства», утвержденным приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ-49.

Проводимая далее оценка воздействия основывается на значениях водопотребления и водоотведения, рассчитанных по материалам проектов-аналогов - РООС к «Индивидуальному техническому проекту на строительство добывающей наклонно-направленной скважины сложной конструкции № 8097 проектной глубиной 906,16 м на месторождении Каламкас» (Мотивированный отказ ДЭМО Номер: KZ77VWF00067836 от 09.06.2022 г.)

Строительство скважин

Питьевая вода (дополнительно очищенная волжская) используется на хозяйственно-питьевые нужды.

Расчет расхода воды, используемой на хозяйственно-питьевые нужды, выполнен в соответствии с нормами СП РК 4.01-101-2012.

Расчет питьевой воды:

Норма расхода воды на 1-го работающего в сутки на питьевые нужды – 5 л;

Расчет объема воды **при подготовительных работах (монтаж и демонтаж оборудования):**

- Расход воды для 16 человек:
 $5 \text{ л} * 16 \text{ чел.} * 10^{-3} = 0,080 \text{ м}^3/\text{сут}$ или $0,080 * 2 \text{ дн.} = 0,160 \text{ м}^3/\text{скв/цикл}$;

Расчет объема воды **при СМР:**

- Расход воды для 20 человек:
 $5 \text{ л} * 20 \text{ чел.} * 10^{-3} = 0,100 \text{ м}^3/\text{сут}$ или $0,1 * 3 \text{ дн.} = 0,300 \text{ м}^3/\text{скв/цикл}$;

Расчет объема воды **при бурении и креплении:**

- Расход воды для 16 человек:
 $5 \text{ л} * 16 \text{ чел} * 10^{-3} = 0,080 \text{ м}^3/\text{сут}$ или $0,08 * 21 \text{ дн.} = 1,68 \text{ м}^3/\text{скв/цикл}$;

Расчет объема воды **при испытании:**

- Расход воды для 12 человек:
 $5 \text{ л} * 12 \text{ чел} * 10^{-3} = 0,060 \text{ м}^3/\text{сут.}$ или $0,060 * 4 \text{ дн.} = 0,240 \text{ м}^3/\text{скв/цикл}$;

Суммарный расход питьевой воды на хозяйственно-питьевые нужды составляет:

$$0,080 + 0,100 + 0,080 + 0,060 = \mathbf{0,320 \text{ м}^3/\text{сутки.}}$$

$$0,160 + 0,300 + 1,68 + 0,240 = \mathbf{2,380 \text{ м}^3/\text{скв/цикл.}}$$

Норма расхода воды на бытовые нужды (душевая сетка) в смену:

- бытовые нужды - 500 л;
- душевая сетка – 2 места.

Расчет объема воды **при подготовительных работах:**

$$500 \text{ л} * 2 * 10^{-3} = 1,000 \text{ м}^3/\text{сут.}$$
 или $1,000 * 2 \text{ дн.} = 2,000 \text{ м}^3/\text{скв/цикл}$;

Расчет объема воды **при СМР:**

$$500 \text{ л} * 2 * 10^{-3} = 1,000 \text{ м}^3/\text{сут}$$
 или $1,000 * 3 \text{ дн.} = 3,000 \text{ м}^3/\text{скв/цикл}$;

Расчет объема воды **при бурении и креплении:**

$$500 \text{ л} * 2 * 10^{-3} = 1,000 \text{ м}^3/\text{сут}$$
 или $1,000 * 21 \text{ дн.} = 21,00 \text{ м}^3/\text{скв/цикл}$;

Расчет объема воды **при испытании:**

$$500 \text{ л} * 2 * 10^{-3} = 1,000 \text{ м}^3/\text{сут}$$
 или $1,000 * 4 \text{ дн} = 4,000 \text{ м}^3/\text{скв/цикл}$;

Суммарный расход воды на бытовые нужды составляет:

$$1,000 + 1,000 + 1,000 + 1,000 = \mathbf{4,000 \text{ м}^3/\text{сут}}$$



$$2,000 + 3,000 + 21,000 + 4,000 = 30,000 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл}$$

Расход воды на столовую при норме расхода 12 л/усл. блюдо.

Количество блюд – 5 ед.

Расчет объема воды **при подготовительных работах:**

- Расход воды для 16 человек:

$$12 * 5 \text{ ед.} * 16 \text{ чел.} * 10^{-3} = 0,960 \text{ м}^3/\text{сут или } 0,960 * 2 \text{ дн} = 1,900 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды **при СМР:**

- Расход воды для 20 человек:

$$12 * 5 * 20 * 10^{-3} = 1,200 \text{ м}^3/\text{сут или } 1,200 * 3 \text{ дн.} = 3,600 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды **при бурении и креплении:**

- Расход воды для 16 человек:

$$12 * 5 * 16 * 10^{-3} = 0,960 \text{ м}^3/\text{сут или } 0,960 * 21 \text{ дн} = 20,160 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды **при испытании:**

- Расход воды для 12 человек:

$$12 * 5 * 12 * 10^{-3} = 0,720 \text{ м}^3/\text{сут или } 0,720 * 4 \text{ дн} = 2,880 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Суммарный расход питьевой воды составляет:

$$0,960 + 1,200 + 0,960 + 0,720 = 3,840 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$1,900 + 3,600 + 20,160 + 2,880 = 28,560 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл}$$

Расход воды на прачечную при норме расхода 40 л/сухого белья.

Норма сухого белья на человека – 0,5 кг/сутки:

Расчет объема воды **при подготовительных работах:**

- Расход воды для 16 человек:

$$40 * 0,5 * 16 * 10^{-3} = 0,320 \text{ м}^3/\text{сут или } 0,320 * 2 \text{ дн} = 0,640 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды **при СМР:**

- Расход воды для 20 человек:

$$40 * 0,5 * 20 * 10^{-3} = 0,400 \text{ м}^3/\text{сут или } 0,400 * 3 \text{ дн} = 1,200 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды **при бурении и креплении:**

- Расход воды для 16 человек:

$$40 * 0,5 * 16 * 10^{-3} = 0,320 \text{ м}^3/\text{сут или } 0,320 * 21 \text{ дн} = 6,720 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды **при испытании:**

- Расход воды для 12 человек:

$$40 * 0,5 * 12 * 10^{-3} = 0,240 \text{ м}^3/\text{сут или } 0,240 * 4 \text{ дн} = 0,960 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Суммарный расход воды на прачечную составляет:

$$0,320 + 0,400 + 0,320 + 0,240 = 1,280 \text{ м}^3/\text{сут или}$$

$$0,640 + 1,200 + 6,720 + 0,960 = 9,520 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл}$$

Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 1 скважины представлен в таблице 8.3.

Таблица 8.3- Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 1 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	2,380	0,256	1,904
Бытовые нужды, душевая	Сетка	12-20	500	4,000	30,000	3,200	24,000
Столовая	Усл. блюдо	12-20	12	3,840	28,560	3,072	22,848
Прачечная	1кг сухого белья	12-20	40	1,280	9,520	1,024	7,616
Всего				9,440	70,460	7,552	56,368



Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	0,472	3,523	0,378	2,818
Итого:	-	-	-	9,912	73,983	7,930	59,186

Расчет воды, используемой на технические нужды

- Расход потребности **волжской воды** для испытания, используемой в качестве:
 - основы перфорационной жидкости – **12,900 м³/цикл**,
 - для смены перфорационной жидкости на воду и промывки – **32,200 м³/цикл**.

Данные приняты согласно таблицы 10.10 Технической части проект.

- Расход **волжской воды**, используемой для приготовления бурового раствора – **236,485 м³** (Таблица 7.6, Технической части проект).

- Дополнительно очищенная **волжская** питьевая вода, используемая для котельной. Норма расхода пресной воды составляет 3 тонн/сутки.

Расход воды при подготовительных работах составит:

$$3 \text{ т} * 2 \text{ сут.} * 158/365 = 2,597 \text{ тонн (м}^3\text{)}.$$

Расход воды при бурении и креплении составит:

$$3 \text{ т} * 21 \text{ сут.} * 158/365 = 27,271 \text{ тонн (м}^3\text{)}.$$

Расход воды при испытании составит:

$$3 \text{ т} * 4 \text{ сут.} * 158/365 = 5,194 \text{ тонн (м}^3\text{)}.$$

Общий расход воды для котельной составит – **37,010 тонн (м³)**

- 158 – продолжительность отопительного периода (ВСН 39-86, таб. 4);

- Для соблюдения правил по техники безопасности на территории площадки бурения проектируется наличие противопожарного запаса **волжской** воды на случай аварийной ситуации в количестве – **40,000 м³/цикл**.

- Расход **волжской воды**, используемой для приготовления цементного раствора – **86,7 м³** (Таблица 9.16).

Потребность в пресной и технической воде при строительстве добывающей наклонно-направленной скважины представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4- Водопотребление при строительстве 1 скважины

	Водопотребление на скважину, м³/цикл
Питьевая вода, в том числе:	73,983
- на хоз-бытовые нужды	73,983
Вода на технические нужды, в том числе:	445,295
- основа перфорационной жидкости	12,900
- для смены перфорационной жидкости на воду и промывки	32,200
- на нужды котельной в зимнее время	37,010
- на противопожарные нужды	40,000
- для приготовления бурового раствора	236,485
- для цементного раствора	86,700
Всего	519,278

Сброс стоков от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальные ёмкости, из которых стоки спец. автотранспортом вывозятся на ближайшие очистные сооружения на основании заключенного договора. Производственные стоки также вывозятся согласно заключенному договору на дальнейшую их утилизацию.



Общее водопотребление при строительстве скважин по вариантам разработки

Таблица 8.5- Общее водопотребление при строительстве скважин по варианту №2

Потребитель	Водопотребление на одну скважину, м ³ /цикл	2024 г.
Питьевая вода, в том числе:	73,983	5252,793
- на хоз-бытовые нужды	73,983	5252,793
Вода на технические нужды, в том числе:	445,295	31615,945
- основа перфорационной жидкости	12,9	915,900
- для смены перфорационной жидкости на воду и промывки	32,2	2286,200
- на нужды котельной в зимнее время	37,01	2627,710
- на противопожарные нужды	40	2840,000
- для приготовления бурового раствора	236,485	16790,435
- для цементного раствора	86,7	6155,700
Всего	519,278	36868,738

8.2.2 Водоотведение

Для естественных потребностей рабочих на строительной площадке предусмотрена установка биотуалетов. Сброс стоков от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальные ёмкости, из которых стоки спец. автотранспортом вывозятся согласно заключенному договору на дальнейшую их утилизацию.

Вывод: Анализ проведенных расчетов водопотребления и водоотведения при строительстве скважин и эксплуатации вновь вводимого оборудования на месторождении Каламкас показывает:

В результате проведенного анализа выявлено, что с экологической точки зрения вариант №1 является самым экологичным с наименьшим использованием водных ресурсов, т.к. не планируется бурение и ввод в эксплуатацию скважин и нового оборудования. Однако, ожидаемый экономический эффект при реализации данного варианта самый низкий по сравнению с другими вариантами.

При реализации вариантов № 3 и № 4 предусматривается равное количество скважин под бурение и подключение, одинаковый набор ввода в эксплуатацию нового оборудования и рекомендуемое расширение метода полимерного заводнения (на данный момент на месторождении уже применяется технология полимерного заводнения). При этом бурение скважин на весь период разработки составит –392 ед. на каждый вариант.

Вариант №4 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).

Проектом рекомендуется к реализации Вариант №4, так как является наиболее рациональным, при котором соблюдается баланс между совокупностью экономических и экологических показателей.

При разработке месторождения по вариантам №2,3,4 наибольшие объемы водопотребления и водоотведения ожидаются в 2024 году, т.к. в этот год планируется наибольшие объемы бурения скважин в количестве 71 ед. для варианта №2, 61 ед. для вариантов №№ 3,4 и одинаковый набор вновь вводимого оборудования.



Таблица 8.6- Общее водопотребление при строительстве скважин по варианту № 3,4

Потребитель	Водопотребление на одну скважину, м³/цикл	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Питьевая вода, в том числе:	73,983	4512,963	3773,133	3107,286	39,983	2219,490	2145,507
- на хоз-бытовые нужды	73,983	4512,963	3773,133	3107,286	39,983	2219,490	2145,507
Вода на технические нужды, в том числе:	445,295	27162,995	22710,045	18702,390	411,295	13358,850	12913,555
- основа перфорационной жидкости	12,9	786,900	657,900	541,800	-21,100	387,000	374,100
- для смены перфорационной жидкости на воду и промывки	32,2	1964,200	1642,200	1352,400	-1,800	966,000	933,800
- на нужды котельной в зимнее время	37,01	2257,610	1887,510	1554,420	3,010	1110,300	1073,290
- на противопожарные нужды	40	2440,000	2040,000	1680,000	6,000	1200,000	1160,000
- для приготовления бурового раствора	236,485	14425,585	12060,735	9932,370	202,485	7094,550	6858,065
- для цементного раствора	86,7	5288,700	4421,700	3641,400	52,700	2601,000	2514,300
Всего	519,278	31675,958	26483,178	21809,676	451,278	15578,340	15059,062

Продолжение таблицы 8.6

Потребитель	Водопотребление на одну скважину, м³/цикл	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
Питьевая вода, в том числе:	73,983	2071,524	1997,541	1923,558	1775,592	1553,643	1405,677
- на хоз-бытовые нужды	73,983	2071,524	1997,541	1923,558	1775,592	1553,643	1405,677
Вода на технические нужды, в том числе:	445,295	12468,260	12022,965	11577,670	10687,080	9351,195	8460,605
- основа перфорационной жидкости	12,9	361,200	348,300	335,400	309,600	270,900	245,100
- для смены перфорационной жидкости на воду и промывки	32,2	901,600	869,400	837,200	772,800	676,200	611,800
- на нужды котельной в зимнее время	37,01	1036,280	999,270	962,260	888,240	777,210	703,190
- на противопожарные нужды	40	1120,000	1080,000	1040,000	960,000	840,000	760,000
- для приготовления бурового раствора	236,485	6621,580	6385,095	6148,610	5675,640	4966,185	4493,215
- для цементного раствора	86,7	2427,600	2340,900	2254,200	2080,800	1820,700	1647,300
Всего	519,278	14539,784	14020,506	13501,228	12462,672	10904,838	9866,282



8.2.3 Мероприятия по защите подземных вод. Рекомендации по обустройству площадок скважин, попадающих в водоохранную зону Каспийского моря

Территория месторождения Каламкас не входит в границы Государственной заповедной зоны северной части Каспийского моря. Все месторождение от Каспийского моря ограждено защитной дамбой и ни одна скважина не расположена за защитной дамбой.

В данном разделе приведена краткая характеристика специальных сооружений для защиты проектируемой скважины от сгонно-нагонных колебаний уровня моря и предотвращения загрязнения/ засорения водного объекта и его водоохранной зоны.

При реализации рекомендуемого варианта № 4 планируется пробурить 392 скважины. Часть новых проектируемых скважин будет входить в водоохранную зону Каспийского моря, определенную в размере 2000 м согласно ст. 270 ЭК РК. При этом ближайшее расстояние от Каспийского моря до проектируемого объекта составит 763 м (проектная скважина № 8378, список скважин с расстоянием до дамбы представлен в Приложении 7).

При строительстве скважины на месторождении Каламкас, расположенных в прибрежной зоне Каспийского моря (строительство скважин в водоохранной зоне обусловлено производственной необходимостью), должно учитываться нахождение скважин:

* в водоохранной зоне Каспийского моря (ст. 270 Экологического Кодекса РК Ширина водоохранной зоны по берегу Каспийского моря принимается равной двум тысячам метров от отметки среднемноголетнего уровня моря за последнее десятилетие, равной минус 27 метров).

* на территории, которая подвержена воздействию сгонно-нагонных колебаний уровня моря и периодически подтапливается.

Согласно п.2 пп 1 ст. 272 Экологического Кодекса РК в пределах зоны влияния сгонно-нагонных колебаний уровня Каспийского моря запрещаются:

1) проектирование, строительство и ввод в эксплуатацию новых и реконструируемых объектов, не обеспеченных сооружениями и устройствами, предотвращающими загрязнение и засорение водных объектов и их водоохранных зон и полос;

2) размещение и строительство за пределами населенных пунктов складов для хранения нефтепродуктов, пунктов технического обслуживания техники, механических мастерских, моек, организация и обустройство мест размещения отходов, а также размещение других объектов, негативно влияющих на качество воды;

3) производство строительных, дноуглубительных и взрывных работ, добыча полезных ископаемых, прокладка кабелей, трубопроводов и других коммуникаций, выполнение буровых, сельскохозяйственных и иных работ без экологического разрешения.

Поэтому необходимо провести следующие виды работ:

- отсыпка площадок скважин (по верху) и подъездных дорог (бровка) до отметки - 24,10 м. Высота насыпи площадок и дорог составит 2,29 - 3,53 м;
- двойная защитно-армирующая прослойка в основании насыпи, состоящая из геосетки и геотекстиля для предохранения размыва основания площадок и подъездов;
- укрепление откосов насыпи площадок и подъездов геотекстилем с каменной наброской;



- обвалование верха площадок грунтом высотой 0,5 м.

Данные сооружения помогут предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод.

Намечаемой деятельности предусматривается обустройство скважин- строительство выкидных линий в зоне сгонно-нагонных явлений, при проведении работ необходимо учитывать требования п. 1,2 ст. 276 ЭК.

Также необходимо учесть, что на месторождении Каламкас для защиты территории от воздействия сгонно-нагонных колебаний уровня моря в 1981 году построена заградительная дамба.

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

В процессе осуществления намечаемой деятельности, с учетом принятых проектных решений и мероприятий по охране и рациональному использованию водных ресурсов, загрязнения и истощения поверхностных и подземных вод не ожидается. Вода из поверхностных источников использоваться не будет. Пересечение водных объектов проектом также не предусмотрено.

Таким образом, негативное воздействие на поверхностные воды в процессе проведения проектируемых работ не предполагается.

Воздействие на подземные воды при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий, оценивается:

Таблица 8.7- Оценка воздействия на поверхностные воды

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
отсутствует		
Вариант 2		
отсутствует		
Вариант 3		
отсутствует		
Вариант 4		
отсутствует		

Таблица 8.8 - Оценка воздействия на подземные воды

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 8 баллов – воздействие низкой значимости		
Вариант 2		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 4		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла



Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 8 баллов – воздействие низкой значимости		
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		



9. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЛАНДШАФТЫ

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 не приведут к масштабной интенсификации экзогенных процессов и необратимым нарушениям рельефа.

В целом воздействие при проведении планируемых работ на ландшафты, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

Таблица 9.1 - Оценка воздействия на ландшафты

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Незначительный 1 балл
Интегральная оценка 4 балла – воздействие низкой значимости		
Вариант 2		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Незначительный 1 балл
Интегральная оценка 4 балла – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Незначительный 1 балл
Интегральная оценка 4 балла – воздействие низкой значимости		
Вариант 4		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Незначительный 1 балл
Интегральная оценка 4 балла – воздействие низкой значимости		



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

10.1 Состояние и условия землепользования. Изъятие земель

Проектом планируется проводить работы на землях промышленного назначения в пределах земельного отвода АО «Мангистаумунайгаз».

Месторождение Каламкас. Лицензия на право пользования недрами в Республике Казахстан серия ГКИ №935 Д (нефть) от 08.12.1997 г. Срок действия - 31 год с продлениями. Площадь горного отвода 182,39 км².

10.2 Краткая характеристика почвенно-растительного покрова и животного мира района

Подробная характеристика современного состояния почвенно-растительного покрова и животного мира приведена в разделах 1.10, 2.3, 2.4.

Согласно природно-сельскохозяйственному районированию земельного фонда Республики Казахстан территория месторождения Каламкас расположена в пределах пустынной зоны Арало-Каспийской провинции на бурых почвах.

Почвенный покров рассматриваемой территории формируется на засоленных слоистых озерно-морских отложениях. Здесь широко распространены солончаки (типичные, соровые, приморские) и луговые засоленные приморские почвы, менее распространены зональные бурые засоленные почвы и пески мелкобугристые.

10.3 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров и растительный мир, мероприятия по его снижению

Основными загрязнителями почвенного покрова и растительности являются нефть, буровые сточные воды, выбуренная порода и отработанный буровой раствор.

Загрязнение поверхности почв возможно на всех этапах проведения строительства скважин. Но наибольшие загрязнения возникают на стадиях работ по бурению и испытанию скважины. При проведении данного вида работ возможно возникновение нефтегазоводяного фонтана. Фонтанирование, сопровождаемое выбросом газа, воды, нефти и бурового раствора, происходит за счет увеличения пластового давления. Выброс нефти может возникнуть неожиданно и начаться довольно бурно в чрезвычайно короткий период времени. Последствиями неуправляемого фонтанирования могут явиться порча оборудования, остановка буровых работ и даже пожар. Большинство нефтепроявлений возникают на стадиях проведения подъема буровых труб, промывки скважины после спуска буровых колонн. В целях предупреждения и предотвращения фонтанирования необходимо осуществлять утяжеление глинистого раствора и герметизацию устья скважины противовыбросным оборудованием.

Для уменьшения негативного воздействия на почвенный покров проектом предлагается *безамбарная технология бурения*. Вывоз отходов бурения на утилизацию будет осуществляться спецавтотранспортом специализированной организации согласно договору.

Кроме того, эффективным мероприятием по снижению загрязнения почв является многократное применение бурового раствора после соответствующей очистки.

Отработанный буровой раствор очищается в блоке приготовления и очистке бурового раствора, состоящего из следующих элементов: вибросито, центрифуга, дегазатор, пескоотделитель, илоотделитель, воронка и манифольд, мешатель для раствора.



Очистка бурового раствора производится по пятиступенчатой системе очистки, состоящей из последовательно идущих операций:

- грубая очистка на вибросите;
- пескоотделение;
- илоотделение.

Приготовление бурового раствора производится в глиномешалке, путем непрерывного поступления и перемешивания глины и воды, и обрабатывается химическими реагентами, водой и утяжелителями. Используемые в процессе приготовления бурового раствора реагенты имеют 3 и 4 класса токсичности.

Схема оборотного использования бурового раствора такова: скважина – вибросито – дегазатор – гидроциклонный пескоотделитель - илоотделитель – буровые насосы – скважина. Буровой раствор, выходящий из скважины, попадает на вибросито, где подвергается очистке механическим способом от выбуренной породы (бурового шлама). Вибросито способно пропустить до 10 л/с бурового раствора. После вибросита частично очищенный раствор попадает в дегазатор для удаления из него газа. Затем посредством насоса раствор попадает в батарею гидроциклонов пескоотделителя, удаляющего частицы песка из очищаемой смеси. Далее насосом раствор подается для окончательной очистки в илоотделитель. После отделения частиц очищенный буровой раствор направляется в приемную емкость.

Проектом предлагается повторное использование очищенных буровых сточных вод для заводнения пласта, охлаждения оборудования или других технологических целей.

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. 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. Они возникают при бурении и обустройстве буровых скважин, при строительстве технологических объектов (нефтесборных сетей, групповых и замерных установок и др.), при сооружении подъездных дорог.

Устойчивость почв, как и экосистем в целом, при равных механических нагрузках, зависит от совокупности их морфогенетических и физико-химических характеристик, а также ведущих процессов, протекающих в них. Это, прежде всего механический состав почв, наличие плотных генетических горизонтов, степень покрытия поверхности почв растительностью, задернованность поверхностных горизонтов, содержание гумуса, наличие в профиле, особенно в поверхностных горизонтах, легкорастворимых солей и



гипса, состав поглощенных катионов, прочность почвенной структуры, характер увлажнения (тип водного режима). Часто на роль ведущего фактора, определяющего устойчивость почв к механическим антропогенным воздействиям, выходит водный режим, выражающийся в характер их увлажнения.

В процессе эксплуатации нефтяных скважин в природные ландшафты могут попадать нефть, сопутствующий ей газ, подземные минерализованные воды, буровые растворы, химические реагенты, используемые при бурении, кроме того, территория может загрязняться производственными отходами, бытовым мусором и пр. При этом может наблюдаться вторичное засоление почв, нефтехимическое загрязнение с насыщением почв сырой нефтью и образованием битумных кор, загрязнение тяжелыми металлами и даже радионуклидами. Характер загрязнения будет определяться составом нефти и пластовых подземных вод.

Восстановление продуктивности почв, засоленных нефтепромысловыми водами, потребует проведение сложных мелиораций, связанных с дренажом и отводом минерализованных вод, промывкой, рассолением и рассолонцеванием почв, внесением химмелиорантов, органических и минеральных удобрений. Поэтому попутные пластовые воды, извлекаемые при разведке и добыче нефти, необходимо надежно изолировать в специальных хранилищах или использовать в замкнутом цикле для поддержания пластового давления.

Мероприятия по сокращению воздействия на почвы и растительный покров

Рассматриваемый проект составлен с учетом соблюдения единых технических правил ведения работ при строительстве скважин, утвержденных в установленном порядке. Рассмотрены все возможные *воздействия на почвенные ресурсы* и разработаны технические решения, направленные на предупреждение и устранение загрязнений.

Проектом предлагается безамбарная технология сбора отходов бурения с последующим вывозом на утилизацию спецавтотранспортом специализированной организации.

Буровые сточные воды после соответствующей подготовки будут применяться для поддержания пластового давления, излишки жидких стоков вывозятся на другие площадки бурения с целью использования для заводнения пласта или других технологических целей.

Кроме того, планируется повторное использование отработанного бурового раствора с предварительной очисткой посредством циркуляционной системы.

Цемент, песок, глинопорошок и химические реагенты запроектировано хранить в складском помещении, снабженном гидроизолированным настилом и навесом.

Химические реагенты будут привозиться на площадку бурения, 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 железобетонных лотков по контуру площадки для сбора и транспортировки буровых стоков;
- очистка отработанных буровых стоков гидроциклонным способом;
- установка сооружений для временного сбора и хранения твердых и жидких отходов бурения;
- гидроизоляция мест размещения емкостей для хранения бурового раствора, сточных вод и отходов бурения;
- замкнутая циркуляционная система по очистке бурового раствора;
- повторное использование бурового раствора и отработанных сточных вод;
- вывоз отходов бурения, шлама и песка с вибросита, 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 бурения.

Монтаж и демонтаж буровой установки в соответствии с проектом должен отвечать следующим требованиям:

- технологическая площадка бурения должна быть спланирована в насыпи;
- участки под оборудование, склад химических реагентов и ГСМ, емкости для приготовления и хранения бурового раствора и электрокотельную должны быть обвалованы и гидроизолированы;
- необходимо по контуру площадки бурения обустроить железобетонные лотки для аккумуляции и транспортировки буровых 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 нефти и пластовых вод все технологическое оборудование и трубопроводы изготавливается из высококачественных материалов и покрываются антикоррозионной защитой. Перед пуском в эксплуатацию все технологическое оборудование и трубопроводы подвергается испытанию на прочность и герметичность.

С целью недопущения попадания загрязняющих веществ в грунт, площадки под технологическое оборудование выполняются с утрамбовкой насыпи и гравийным покрытием, минимальная высота насыпи 0,8 м.

Кроме того, для предотвращения загрязнения почвы отходами производства и потребления предусмотрен отдельный 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.

Проведение работ по строительству и эксплуатации отразится на почвенно-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 почвенно-растительного покрова (механические факторы воздействия) являются:

- расширение сети грунтовых дорог к участкам работ;
- строительство трубопроводов, площадок под скважины и технологическое оборудование;
- движение автотранспорта.

Для предотвращения нежелательных последствий при проведении планируемых работ и сокращения площадей с уничтоженной и трансформированной растительностью, проектом предусмотрено выполнение следующего комплекса мероприятий по охране растительности:

- сохранение фрагментов естественных экосистем,
- предотвращение случайной гибели животных и растений,
- создание условий производственной дисциплины исключающих нарушения законодательства по охране животного и растительного мира со стороны производственного персонала.

В целях предупреждения нарушения почвенно-растительного покрова и для охраны животного мира при разработке месторождения намечаются нижеследующие мероприятия:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- движение автотранспорта осуществлять только по отсыпным дорогам с небольшой скоростью, с ограничением подачи звукового сигнала;
- проведение на заключительном этапе обустройства месторождения технической рекультивации.
- организация и проведение мониторинговых работ;
- неукоснительное соблюдение требований подпункта 2 пункта 1 статьи 65 Земельного кодекса РК.

10.4. Оценка воздействия намечаемой деятельности на почву и растительный покров

Анализ прогнозов возможного воздействия на почву и растительный покров при строительстве скважин и эксплуатации вновь вводимого оборудования на месторождении показывает:

В результате проведенного анализа выявлено, что с экологической точки зрения *вариант №1* является самым экологичным с наименьшим воздействием на почву и растительный покров, т.к. не планируется бурение и ввод в эксплуатацию скважин и нового оборудования. Однако, ожидаемый экономический эффект при реализации данного варианта самый низкий по сравнению с другими вариантами.



При реализации вариантов № 3 и № 4 предусматривается равное количество скважин под бурение и подключение, одинаковый набор ввода в эксплуатацию нового оборудования и рекомендуемое расширение метода полимерного заводнения (на данный момент на месторождении уже применяется технология полимерного заводнения). При этом бурение скважин на весь период разработки составит –392 ед. на каждый вариант.

Вариант №4 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).

Проектом рекомендуется к реализации Вариант №4, так как является наиболее рациональным, при котором соблюдается баланс между совокупностью экономических и экологических показателей.

При разработке месторождения по вариантам №2,3,4 наибольшее воздействие на почву и растительный покров ожидается в 2024 году, т.к. в этот год планируется наибольшие объемы бурения скважин в количестве 71 ед. для варианта №2, 61 ед. для вариантов №№ 3,4 и одинаковый набор вновь вводимого оборудования.

В целом воздействие планируемых работ на состояние почвенного покрова, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

Таблица 10.1 - Оценка воздействия на почвы и растительность

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балл
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие низкой значимости		
Вариант 2		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Умеренная 3 балла
Интегральная оценка 24 балла – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Умеренная 3 балла
Интегральная оценка 24 балла – воздействие средней значимости		
Вариант 4		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Умеренная 3 балла
Интегральная оценка 24 балла – воздействие средней значимости		

Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова

Защита растительного покрова при строительных работах обеспечивается за счет строгого соблюдения технологии проведения работ и предотвращения аварийных ситуаций, оперативного устранения последствий в случае их возникновения.

Учитывая слабые компенсационные возможности местной флоры, экстремальные природные условия предусмотрены мероприятия, направленные на защиту растительного покрова при механическом воздействии, а именно: регулярное техническое обслуживание транспорта, техники и производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей.

Для эффективной охраны почвенно-растительного покрова от механических нарушений и загрязнения и сведения к минимуму их негативных последствий необходимо проведение следующих мероприятий:



- все работы, связанные с технологическими процессами, проводятся только в пределах оборудованных площадок, а проезд транспортной техники по бездорожью исключается;
- герметизация всех технологических процессов;
- необходимо неукоснительное соблюдение санитарно-гигиенических требований, норм по хранению ГСМ, утилизации отходов, хранения и транспортировки бытовых и технологических отходов. Все твердые отходы складироваться в контейнеры для дальнейшей транспортировки к местам утилизации;
- обеспечения нормального безаварийного функционирования всех производственных объектов, а также строгое следование предусмотренным проектом мер по минимизации негативного воздействия на почвенно-растительный покров.

10.5 Характеристика ожидаемого воздействия на животный мир и мероприятия по его снижению

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, 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.

Природоохранные мероприятия. Проектом предусмотрены мероприятия по уменьшению воздействия на животный мир:

- 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;
- использование техники, освещения, источников шума должно быть ограничено минимумом в рамках проекта;
- соблюдение норм светового воздействия и максимально возможное снижение светового фактора на окружающую фауну;
- запрет на охоту на территории месторождений и на площадке планируемого строительства;
- 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;
- после завершения работы необходимо проведение тщательной планировки поверхности;
- проведение мониторинга за прогнозом изменений фауны района планируемой деятельности.

Анализ прогнозов возможного воздействия животный мир при реализации намечаемой деятельности показывает:

В результате проведенного анализа выявлено, что с экологической точки зрения *вариант №1* является самым экологичным с наименьшим воздействием животный мир, т.к. не планируется бурение и ввод в эксплуатацию скважин и нового оборудования. Однако, ожидаемый экономический эффект при реализации данного варианта самый низкий по сравнению с другими вариантами.

При реализации вариантов № 3 и № 4 предусматривается равное количество скважин под бурение и подключение, одинаковый набор ввода в эксплуатацию нового оборудования. При этом бурение скважин на весь период разработки составит 392 ед. на каждый вариант.

Вариант №4 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).

Проектом рекомендуется к реализации Вариант №4, так как является наиболее рациональным, при котором соблюдается баланс между совокупностью экономических и экологических показателей.



При разработке месторождения по вариантам №2,3,4 наибольшее воздействие на животный мир ожидается в 2024 году, т.к. в этот год планируется наибольшее количество бурения скважин в количестве 71 ед. для варианта № 2 и 61 ед. для варианта № 3,4 и одинаковый набор вновь вводимого оборудования.

В целом воздействие планируемых работ на животный мир, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

Таблица 10.2 - Оценка воздействия на животный мир

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Незначительная 1 балл
Интегральная оценка 8 баллов – воздействие низкой значимости		
Вариант 2		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 4		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		

10.6 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 ре-культивации нарушенных земель; 3) проводить рекультивацию нарушенных земель».

По окончании СМР производится техническая рекультивация. На техническом этапе рекультивации земель в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04-83 «Земля».

В процессе проведения строительно-монтажных работ 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 СМР;
- перемещение снимаемых пород в отвал;
- очистка территории от мусора;
- сбор и вывоз с территории загрязненного грунта;
- нанесение снятого слоя на восстанавливаемые земли после завершения СМР.

При снятии верхнего слоя необходимо учесть объем земляных работ, зависящий от толщины снимаемого слоя.



Рекультивация включает в себя очистку территории от мусора и остатков материалов, засыпку ям и выравнивание поверхности.

Техника, используемая при рекультивации:

- бульдозер;
- автокран;
- экскаватор;
- автосамосвал.

По окончании СМР, демонтажа и вывоза оборудования работу по технической рекультивации земель необходимо проводить в следующей последовательности:

- демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
- разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
- очистить участок от металлолома и других материалов;
- снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;

В силу низкого бонитета почв биологическая рекультивация проектом не предусмотрена.



11. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

11.1 Текущее состояние управления отходами на предприятии

Система управления отходами на предприятии определяет процессы образования отходов, их идентификацию, требования к их сбору, упаковке и маркировке при необходимости, транспортировке, складированию (упорядоченному размещению), хранению и удалению.

В соответствии со ст. 327 Экологического кодекса управление отходами на предприятии выполняется таким образом, чтобы не создать 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.

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 установлении стратегических экологических целей, и на их основе разрабатывают мероприятия по утилизации, обезвреживанию, реализации и отправке на специализированные предприятия отходов производства, которые включаются в программу достижения стратегических экологических целей.

В систему управления отходами на предприятии также входят:

- расчет объемов образования отходов и корректировка объемов в соответствии с появлением новых технологий утилизации отходов и совершенствованием технологических процессов на предприятии;



- вывоз отходов в места хранения по разработанным и согласованным графикам;
- оформление документации на вывоз отходов с указанием объемов вывозимых отходов;
- 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, хранения и удаления отходов в соответствии с требованиями санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

Порядок сбора, сортировки, хранения, 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.

Сбор отходов производится отдельно, в соответствии с видом отходов, способами утилизации, реализации и хранением. Отходы предприятия временно хранятся в стандартных контейнерах, специальных емкостях, либо специально отведенных помещениях и площадках в соответствии с санитарноэпидемиологическими требованиями и маркировкой.

Специальные контейнеры имеют надписи (маркировки), в которых отображена информация по наименованию, уровню и классу опасности отхода, а также объему контейнера.

На месторождении Каламкас в процессе хозяйственной и иной деятельности образуется достаточно широкая номенклатура отходов.

Система управления отходами в ПУ «Каламкасмунайгаз» состоит из 4-х основных технологических этапов:

1. Образование отходов при производственных операциях и процессах.

Источники образования отходов, как правило, находятся в пределах Групповых установок (ГУ). Для первичного сбора отходов на территории всех ГУ имеются специально оборудованные площадки, на которых установлены от 7 до 10 металлических контейнеров, ящиков или баков для раздельного сбора отходов;

2. Сбор отходов с мест накопления спецавтотранспортом цехов ЦДНГ.

По мере накопления отходов в контейнерах на площадках групповых установок, из соответствующего Цеха добычи нефти газа (ЦДНГ), в чьем ведении находятся подконтрольные ГУ, направляется грузовая автомашина для сбора определенного вида отходов. После сбора отходов с ГУ, на территории ЦДПНГ производится взвешивание отходов и, далее они транспортируются на временную площадку для сбора и хранения отходов.

3. Временное хранение отходов на площадке для сбора и хранения отходов.

При поступлении отходов на временную площадку для сбора и хранения отходов производится их контрольное взвешивание при приемке, по завершении процедуры



взвешивания производится распределение отходов в большие контейнеры по видам. На территории площадки временного сбора и хранения отходов, накопление отходов допускается на срок не более 6 месяцев. Для временной площадки сбора и хранения отходов настоящей Программой предлагаются лимиты накопления отходов, с учетом всех источников их образования на территории ПУ «Каламкасмунайгаз», включая структурные подразделения АО «Мангистаумунайгаз», работающие на месторождении Каламкас. Временная площадка сбора и хранения отходов имеет площадь 0,174 га. Планировка площадки включает в себя следующие объекты инфраструктуры:

- участок для установки контейнеров;
- участок для установки контейнеров-бочек;
- блок-контейнер для персонала площадки;
- площадка с навесом для весов;
- дренажная емкость ливневых стоков, объемом 12,5 м³;
- открытая емкость для отходов.

Организация и строительство площадки временного сбора и хранения отходов выполнены в соответствии с Рабочим проектом, прошедшим все стадии экспертизы и согласования, что подтверждено экспертным заключением №15-0041/20 от 25.02.2020 г.

4. Вывоз отходов с площадки специализированными компаниями для переработки или утилизации.

По мере наполнения контейнеров на площадке для временного сбора и хранения отходов, специализированные подрядные компании, на основании заключенных договоров на рециклинг, повторное использование, переработку, удаление (уничтожение/захоронение) отходов, осуществляют вывоз и транспортировку тех или иных видов отходов к местам их дальнейшей переработки и/или уничтожения/захоронения. Въезд спецавтотранспорта специализированных компаний на территорию производственного управления осуществляется по спецпропускам, выдаваемым в АО «Мангистаумунайгаз». К транспортировке отходов допускается спецавтотранспорт с установленной системой GPS-слежения, подключённой к единой системе мониторинга транспорта АО «Мангистаумунайгаз», с целью контроля передвижения по территории месторождения службой безопасности. Согласно условиям договоров, заключаемых с подрядными компаниями, АО «Мангистаумунайгаз» оставляет за собой право контроля за перемещением, переработкой и/или утилизацией отходов на территории подрядчиков. Представители департамента ДТБ, ОТ и ООС регулярно выезжают на производственные площадки подрядных компаний для проведения инспекционных проверок процессов переработки и утилизации переданных отходов. По итогам проверки/аудита подрядной компании составляется акт проверки и, в случае выявления несоответствий, направляется письмо, при этом работы подрядной компании могут быть временно приостановлены, в зависимости от критерия несоответствий.

На предприятии соблюдаются требования п.2 ст.320 ЭК - 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, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению. 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.

В целях повышения квалификации рабочего персонала и ответственных лиц на предприятии регулярно проводятся тренинги по управлению отходами.

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.

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.

Длительное время основными проблемами в сфере управления отходами в АО «Мангистаумунайгаз» являлось наличие на балансе ПУ «Каламакасмунгаз» полигонов временного хранения нефтеотходов и площадки временного хранения металлолома. Ликвидация полигонов и площадки была определена приоритетной задачей Компании в области охраны окружающей среды и, для её реализации, был разработан план поэтапной ликвидации данных объектов. Результатом успешной реализации плана является полная ликвидация в течении последних нескольких лет всех вышеперечисленных объектов, а также завершение работ по рекультивации земельных участков бывших полигонов.

Перечень ликвидированных объектов, согласно журналу регистрации ликвидации объектов представлен в таблице 11.1.

Таблица 11.1 Перечень ликвидированных полигонов промышленных отходов на территории ПУ «Каламакасмунгаз»

№ п/п	Наименование	Дата ввода в эксплуатацию	Проектная мощность, тонн	Дата ликвидации
1	Площадка временного металлолома хранения	-	-	№2 от 03.01.2018 г.
2	Полигон временного замазученного грунта №1	1998	8693,12	№5 от 09.08.2019 г.
3	Полигон временного замазученного грунта №2	2003	16 308	№6 от 09.08.2019 г.
4	Полигон буровых отходов №3	2007	42 083,23	№10 от 26.12.2019 г.
5	Полигон нефтешлама	1987	18 082,56	№11 от 26.12.2019 г.

Согласно Экологического разрешения на воздействие №KZ18VCZ03404185 от 29.12.2023 г. накопление отходов в объемах, не превышающих на 2024 год составляют - 58512,25212 тонн, на 2025 год составят - 32626,462 тонн (приложение 8).

Объемы образования отходов на перспективу от основной деятельности предприятия согласно Программе управления отходами для ПУ «Каламакасмунгаз» представлены в таблице 11.2.



Таблица 11.2 – Виды и классификация отходов от основной деятельности предприятия

№ п/п	Наименование отходов	Код отхода по Классификатору отходов, утв. Пр. и.о. МЭГиПР РК от 06.08.2021 г. № 314	Классификация по опасности отходов
1	2	3	4
1	Люминесцентные лампы	20 01 21*	опасные
2	Свинцовые аккумуляторы	16 06 01*	опасные
3	Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла	13 02 06*	опасные
4	Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь)	15 02 02*	опасные
5	Загрязненная защитная одежда	15 02 02*	опасные
6	Отходы от красок и лаков (Тара)	08 01 11*	опасные
7	Грунт и камни, содержащие опасные вещества (грунт, пропитанный нефтью)	17 05 03*	опасные
8	Отходы, содержащие другие опасные вещества (нефтешлам)	16 07 09*	опасные
9	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Металлическая тара из-под химреагентов)	15 01 10*	опасные
10	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Пластмассовая тара из-под химреагентов)	15 01 10*	опасные
11	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Металлические бочки из-под масла и смазочно-охлаждающих жидкостей)	15 01 10*	опасные
12	Антифризы, содержащие опасные вещества (тосол)	16 01 14*	опасные
13	Защитная одежда, загрязненные опасными материалами (Перчатки нитриловые, прорезиненные фартуки, нарукавники ЦНИПР)	15 02 02*	опасные
14	Другие ртутьсодержащие отходы (Ртутные градусники ЦНИПР)	20 01 21*	опасные
15	Стекло содержащие или загрязненные опасными веществами (Отходы стеклопластиковых труб)	17 02 04*	опасные
16	Масляные фильтры	16 01 07*	опасные
17	Изоляционные материалы, содержащие асбест (Отходы паронита)	17 06 01*	опасные
18	Отработанные шины	16 01 03	неопасные
19	Пластмассы и резины (Резиновый облой)	19 12 04	неопасные
20	Черные металлы (Металлолом)	16 01 17	неопасные
21	Опилки и стружки черных металлов	12 01 01	неопасные
22	Отходы сварки (Огарки)	12 01 13	неопасные
23	Пыль и частицы черных металлов	12 01 02	неопасные
24	Стеклопакетная упаковка (Стеклопакетный бой химпосуды ЦНИПР)	15 01 07	неопасные
25	Пластмассовая упаковка (Бутылки)	15 01 02	неопасные
26	Изоляционные материалы (Отходы теплоизоляции)	17 06 04	неопасные
27	Списанное электрическое и электронное оборудование (Блоки питания аналитического оборудования ЦНИПР)	16 02 14	неопасные
28	Списанное электрическое и электронное оборудование (Отработанное оборудование по службе КИП ЦНИПР)	20 01 36	неопасные
29	Смешанные отходы строительства и сноса	17 09 04	неопасные
30	Смешанные коммунальные отходы (ТБО, с учётом смёта с территории)	20 03 01	неопасные
	Всего:		

Услугами по удалению опасных отходов на договорной основе на месторождении Каламкас занимается компания ТОО "ECSAD".

Таблица 11.3 – Метод переработки/ утилизации отходов на предприятии

Вид производственных отходов	Метод переработки/ утилизации	Договор на оказание услуг
промасленная ветошь	Переработка на установках методом пиролиза/термическая утилизация (сжигание)	Договор о закупке услуг по удалению опасных отходов/имущества/ материалов с ТОО «ECSAD» №662483/2022/1 от 19.04.2022 г.
промасленные фильтры		
загрязненная спец.одежда		
перчатки нитриловые		
фартуки нарукавники		
тара ЛКМ	Переработка на установках методом пиролиза/термическая утилизация (сжигание)/пресс пакетировочный гидравлический	
тара металлическая из под хим.реагентов		
тара металлическая из-под масла смазочно- охлаждающая жидкость (СОЖ)		
пластмассовая тара из под хим.реагентов		
огарки сварочных электродов	пресс пакетировочный гидравлический	
металлическая стружка		



лом абразивных кругов	Метод механического измельчения на линии переработки автомобильных покрышек	
отходы резины		
отработанные автошины		
отходы теплоизоляции		
паронит	Переработка на установках методом пиролиза/термическая утилизация (сжигание)	
строительные отходы	Метод дробления на щековой дробилке	
нефтьшлам, замазученный грунт	Термическая утилизация (сжигание) физико-химический метод	
пластмассовая упаковка (бутылки)	вторичное сырье	Договор на безвозмездное оказание услуг по вывозу вторсырья (картон, бумажных отходов, офисной техники, электрических приборов, ПЭТ бутылки, ПЭ наклейки ТОО «Taza.Likee» №392-35 от 31.03.2023 г.
металлолом	вторичное сырье/ частичное повторное использование на производстве	В настоящее время проводится тендер на оказание данной услуги по приемке металлолома

При строительстве скважин в процессе разработки месторождения Каламкас образуются отходы производства и потребления, которые при неправильном обращении и накоплении могут оказать негативное воздействие на природную среду.

В соответствии с пунктом 1 статьи 317 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года 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).

11.2 Обоснование предельного количества образования и накопления отходов

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 Республики Казахстан 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.

В процессе строительства скважин образуется 7 видов отходов. Отходы образуются при приготовлении буровых и цементных растворов, в процессе бурения скважин, при вспомогательных работах.

Виды отходов, образующиеся в процессе бурения скважин

Нефте содержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор. 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.

$$2,1: 1,2 = 1,75 \text{ т/м}^3$$

Другие 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.

Смешанные металлы (металлолом). Процесс, при котором происходит образование отходов: различные строительные работы, техническое обслуживание и демонтаж, бурение скважины. К этому виду отходов относятся металлические отходы в виде обрезков труб, балок, швеллеров, проволока, отработанные долота. 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.

Смешанные коммунальные отходы (коммунальные отходы (ТБО)). К данному виду отходов относятся тара от пищевых продуктов – бумага, пластмассовые, стеклянные банки и бутылки, и пищевые отходы. Сбор пищевых и твердо-бытовых отходов предусмотрено производить 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 0⁰С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток. Согласно п. 5 *Требований к разделному сбору отходов, в том числе к видам или группам (совокупности видов) отходов, подлежащих обязательному разделному сбору с учетом технической, экономической и экологической целесообразности, утвержд. Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 28 декабря 2021 года №508 не допускается смешивание отходов, подвергнутые разделному сбору, на всех дальнейших этапах управления отходами.*

Видовой и количественный состав отходов, образующихся в процессе строительства скважины представлен в таблице 11.4.

Согласно Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления", утвержденные приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 по степени воздействия на здоровье человека и окружающую среду отходы распределяются на пять классов опасности:

- 1) 1 класс - чрезвычайно опасные;
- 2) 2 класс - высоко опасные;
- 3) 3 класс - умеренно опасные;
- 4) 4 класс - мало опасные;
- 5) 5 класс - неопасные.



Таблица 11.4 - Видовой и количественный состав отходов, образующихся в процессе строительства

№	Наименование отходов	Код отхода	Класс опасности	Физико-химическая характеристика, опасные свойства	Условия места накопления**	Рекомендуемые способы переработки, утилизации или удаления
1	Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор (отходы бурения)	01 05 05*	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 м ³ (25 м ³ - 2 ед.). Периодичность вывоза - по мере заполнения емкости, но не реже 1 раза в трое суток	Вывоз спецавтотранспортом в специализированную компанию для обезвреживания термическим, физико-химическим или биологическим методами на специализированных установках по переработке буровых и нефтесодержащих отходов
2	Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	13 02 08*	3	Жидкие. Пожароопасные, горючие, нерастворимые. Основные компоненты отходов (95,89%): масло минеральное - 91,2%, механические примеси 2,3%, смолистый остаток 0,84%, Fe - 0,75%, Zn - 0,80%.	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные герметичные ёмкости (бочки) объемом 200 л. Периодичность вывоза - по мере заполнения емкости.	Вывоз спецавтотранспортом в специализированную компанию по переработке (регенерации) отработанного масла
3	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара)	15 01 10*	3	Твёрдые, пожароопасные, горючие, нерастворимые. Основные компоненты отходов (99%): полимер - 90%, вода - 7%, полиакриламид АК-617 катионактивный - 2%; целлюлоза, остатки химреагентов.	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные металлические или пластиковые контейнеры, 0,75 м ³ (1 м ³). Периодичность вывоза - по мере заполнения емкости.	Предварительная сортировка, использование как вторсырье, при невозможности использования - вывоз на переработку/утилизацию в специализированную компанию для термического уничтожения на специализированной установке по переработке отходов
4	Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	15 02 02*	3	Твёрдые, пожароопасные, нерастворимые. Основные компоненты отходов (95,15%): текстиль - 67,8, минеральное масло - 16,2%, SiO ₂ - 1,85%, смолистый остаток - 9,3%	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные металлические или пластиковые контейнеры, 0,75 м ³ (1 м ³). Периодичность вывоза - по мере заполнения емкости.	Вывоз на переработку/утилизацию в специализированную компанию для термического уничтожения на специализированной установке по переработке отходов
5	Смешанные металлы (металлолом)	17 04 07	4	Твёрдые, неопасные, нерастворимые. Основные компоненты отходов (91,75%): Fe ₂ O ₃ - 89,12%, Al ₂ O ₃ - 0,1%, MgO	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные металлические контейнеры, 1 м ³ . Периодичность вывоза - по мере заполнения емкости.	Использование повторно для собственных нужд предприятия или передача специализированной организации на переработку, разборка на компоненты, сортировка с последующей переработкой



№	Наименование отходов	Код отхода	Класс опасности	Физико-химическая характеристика, опасные свойства	Условия места накопления**	Рекомендуемые способы переработки, утилизации или удаления
				– 0,85% Cu – 1,7%.		вторичного сырья (переплавка)
6	Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	12 01 13	4	Твёрдые, неопасные, нерастворимые. Основные компоненты отходов (95,53%): Fe ₂ O ₃ – 79,2%, Al ₂ O ₃ – 6,13%, MgO – 8,9% Cu – 1,3%.	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные металлические или пластиковые контейнеры, 0,75 м ³ . Периодичность вывоза – по мере заполнения емкости.	Вывоз в специализированную организацию, сортировка с последующей переработкой вторичного сырья (переплавка)
7	Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	20 03 01	5	Твердые, неопасные, нерастворимые. Инертные. Состав отходов (%): бумага и древесина – 60; тряпье - 7; пищевые отходы -10; стеклотбой - 6; металлы - 5; пластмассы - 12.	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные контейнеры для ТБО, 0,75 м ³ (1 м ³) x3 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°С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.



11.3 Расчет объемов образования отходов

Ниже приведены расчеты образования отходов при реализации РООС к «Индивидуальному техническому проекту на строительство добывающей наклонно-направленной скважины сложной конструкции № 8097 проектной глубиной 906,16 м на месторождении Каламкас» (Мотивированный отказ ДЭМО Номер: KZ77VWF00067836 от 09.06.2022 г.)

Нефтедержающие буровые отходы (шлам) и буровой раствор

Расчет объемов отходов бурения (бурового шлама, отработанного бурового раствора и буровых сточных вод) произведен в соответствии с «Методикой расчетов объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин», утвержденной приказом МОС РК №129 от 03.05.2012 г.

Исходные данные для расчета отходов бурения взяты из технической части проекта на строительство скважины на месторождении Каламкас.

Объем скважины:

Расчет объема скважины производится по формуле:

$$V_{\text{скв}} = K * \pi/4 * D^2 * L,$$

где: **K** – коэффициент кавернозности (таб. 4.1);

D – диаметр долота (таб. 5.2);

L – глубина скважины (длина интервала), м.

Расчет образования объемов отходов бурения проводится по конструкции скважины, имеющей максимальные значения глубины спуска и характеристику обсадных колонн. Данные для расчета приведены в таблице 11.5 и 11.6.

Таблица 11.5 - Конструкция скважины

Интервал	Конструкция скважины			Эксплуатационная 754,95-906,19
	Направление 0-50	Кондуктор 50-442,38	Хвостовик 442,38-754,95	
Диаметр долота, мм	490,0	393,7	295,3	215,9
Длина интервала, м	50	392,38	312,57	151,24
Коэффициент кавернозности	1,30	1,05-1,23	1,05-1,18	1,05

Таблица 11.6 - Данные для расчета объемов образования отходов бурения

Интервал		Коэффициент кавернозности, K	$\pi/4$	D^2 , м	Длина интервала, L м	$V_{\text{скв}}$, м ³
0	50	1,30	0,785	0,24	50	12,246
50	154	1,23	0,785	0,155	104	15,565
154	442,38	1,05	0,785	0,155	288,38	36,843
442,38	469	1,05	0,785	0,087	26,62	1,909
469	594	1,18	0,785	0,087	125	10,074
594	736	1,10	0,785	0,087	142	10,668
736	754,95	1,05	0,785	0,087	18,95	1,359
754,95	906,19	1,05	0,785	0,047	151,24	5,859
Итого:						94,523

Объем бурового шлама:

Объем шлама рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{ш}} = V_{\text{скв}} * 1,2$$

где: 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы;

$V_{\text{скв}}$ - объем скважины

$$V_{\text{ш}} = 94,523 * 1,2 = 113,428 \text{ м}^3 \text{ или } 198,499 \text{ тонн}$$



Объем отработанного бурового раствора:

Объем отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{обр}} = 1,2 * V_{\text{скв}} * K_1 + 0,5 * V_{\text{ц}},$$

где: K_1 – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе (в соответствии с РД 39-3-819-82 $K_1 = 1,052$);

$V_{\text{ц}}$ – объем циркуляционной системы буровой установки, который рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{ц}} = S * H,$$

где: S – площадь скважины, с диаметром долота на последнем этапе бурения, м^2 ;

H – высота бурения, м.

$$V_{\text{ц}} = 0,047 * 3,14 / 4 * 906,19 = 33,434 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{обр}} = 1,2 * 94,523 * 1,052 + 0,5 * 33,434 = 136,043 \text{ м}^3 \text{ или } 187,667 \text{ тонн}$$

Объем образования отходов бурения:

Объем образования отходов бурения (буровой шлам и отработанный буровой раствор) определяется по формуле:

$$Q = V_{\text{ш}} * \rho_{\text{ш}} + V_{\text{обр}} * \rho_{\text{обр}},$$

Где: $V_{\text{ш}}$ – объем шлама, м^3 ;

$V_{\text{обр}}$ – объем отработанного бурового раствора, м^3 ;

$\rho_{\text{ш}}$ – удельный вес бурового шлама, $\text{т}/\text{м}^3$;

$\rho_{\text{обр}}$ – удельный вес отработанного бурового раствора, $\text{т}/\text{м}^3$.

Исходные данные:

- объем бурового шлама - 113,428 м^3 ;
- общий объем отработанного бурового раствора - 136,043 м^3 ;
- в том числе по интервалу 0 - 50 - 7,507 м^3 ;
- по интервалу 50 – 442,38 - 58,907 м^3 ;
- по интервалу 442,38 – 754,95 - 46,925 м^3 ;
- по интервалу 754,95 - 906,19 - 22,706 м^3 ;
- удельный вес бурового раствора по интервалам (таб. 7.1 тех. проект):
- по интервалу 0 - 50 - 1,27 $\text{г}/\text{см}^3$;
- по интервалу 50 – 442,38 - 1,31 $\text{г}/\text{см}^3$;
- по интервалу 442,38 – 754,95 - 1,46 $\text{г}/\text{см}^3$;
- по интервалу 754,95 - 906,19 - 1,45 $\text{г}/\text{см}^3$
- удельный вес бурового шлама (РНД 03.1.0.3.01-96) - 1,75 $\text{т}/\text{м}^3$.

$$Q = 113,428 * 1,75 + ((7,507 * 1,27) + (58,907 * 1,31) + (46,925 * 1,46) + (22,706 * 1,45)) = 386,166 \text{ тонны}$$

Объем буровых сточных вод:

Объем буровых сточных вод рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{бсв}} = 2 * V_{\text{обр}}$$

$$V_{\text{бсв}} = 2 * 136,043 = 272,086 \text{ м}^3$$

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: $272,086 \text{ м}^3 * 1,08 = 293,853 \text{ т}$.



Буровые сточные воды передаются совместно с отходами бурения на основании заключенного договора.

Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)

Расчет количества отработанного моторного масла выполнен по «Методике разработки проекта нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК №100-п от 18.04.2008 г.

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, $N_d = Y_d * H_d * p$, кг;

Y_d - расход дизельного топлива, (200,531 / 0,86 * 1000 = 233175,581 л);

H_d - норма расхода масел л/100 расхода топлива по технике, работающей на дизельном топливе (3,2 л/100 л);

0,86 – плотность дизтоплива (ГОСТ 305-82);

0,25 – доля потерь масла;

p - плотность моторного масла, 930 кг/м³ (0,93 т/м³).

$N_d = (233175,581 * 0,032 * 0,93) / 1000 = 6,939$ т моторного масла.

$N = 6,939 * 0,75 = 5,504$ 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:

$$N = M_o + M + W \text{ т/год},$$

где: M_o - количество поступающей ветоши 0,01 т/год;

M – содержание в ветоши масла ($M = M_o * 0,12$);

W - содержание в ветоши влаги ($W = M_o * 0,15$);

$N = 0,01 + (0,01 * 0,12) + (0,01 * 0,15) = 0,013$ т/скв

Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара):

Количество отработанной тары в процессе приготовления бурового и цементного растворов определяется по формуле:

$$N = \sum m_i / m_i * \alpha * 10^{-3},$$

где: N - количество тары, т;

m_i – количество i -го материала, кг;

m_i - количество i -го материала в таре, кг;

α – вес тары материала, кг.

Отработанная тара

$N_1 = ((922 + 158 + 158 + 158 + 1582 + 1589 + 303 + 158 + 633 + 854 + 404 + 113 + 987,16 + 198,34 + 46,4 + 412 + 164,8 + 1303,3 + 245,2 + 900 + 100 + 30 + 310 + 20 + 10 + 80 + 80) / 25 * 0,1 + (2322 + 4355 + 101433 + 38635 + 115700 + 5500 + 3158,7 + 4200 + 2480) / 50 * 0,15) * 10^{-3} = 0,881$ т/скв.

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 МООС РК №100-п от 18.04.2008 г.

Количество образования коммунальных отходов определяется по формуле:

$$Q_{\text{ТБО}} = (P * M * N * \rho) / 365,$$

где: P - норма накопления отходов на 1 чел в год, 0,3 м³/чел;

M - численность работающего персонала, чел;

N – время работы, сут;

ρ - плотность ТБО, 0,25 т/м³.

Подрядная строительная компания должна обеспечить отдельный сбор составляющих коммунальных отходов на месте образования. 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.

В таблице 11.7 представлен расчет количества образования коммунальных отходов (ТБО) при строительстве 1-й скважины.

Таблица 11.7 - Количество коммунальных отходов, образующихся в процессе строительства 1 скважины

Показатели	Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и крепление скважины	Испытание скважины
Время работы, сут.	3	2	21	4
Численность работающего персонала, чел.	20	16	16	12
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	0,0123	0,0066	0,069	0,0099
Итого:				0,098

Отходы сварки (огарки сварочных электродов):

Расчет количества огарков сварочных электродов выполнен по «Методике разработки проекта нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК №100-п от 18.04.2008 г.

Огарки образуются в зависимости от расхода электродов и определяются по формуле:

$$N = M_{\text{ост}} * Q$$

где: M_{ост} – расход электродов на скважину 0,060 т;

Q – остаток электрода, 0,015.

$$N = 0,060 * 0,015 = 0,0009 \text{ т./скв.}$$

Смешанные металлы (металлолом):

В процессе демонтажа оборудования и при бурении скважины в качестве отходов образуется металлолом. Ориентировочное количество отходов составит **0,300 т/скв.**, которое будет уточнено в процессе работы.

Лимиты накопления отходов производства при строительстве скважины представлен в таблице 8.5.

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»).

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).

Подрядные компании, проводящие строительство, утилизируют самостоятельно свои отходы, образующиеся в процессе работ, по заключенным договорам со специализированными организациями.

Таблица 11.8- Предельные объемы накопления отходов при реализации варианта № 2 на период строительства скважин (по годам)

Код отхода/Наименование отходов	Количество образования отходов, т	Передача сторонним организациям, т	Количество образования отходов, т	Передача сторонним организациям, т
	на единицу оборудования/ на 1 скважину		2024 г.	
01 05 05 (Буровой шлам и другие отходы бурения)	386,166	386,166	27417,786	27417,786
15 02 02 (ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами)	0,013	0,013	0,923	0,923
05 01 06* (Маслянистые шламы от технического обслуживания машин и оборудования)	5,204	5,204	369,484	369,484
15 01 10* (Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами)	0,881	0,881	62,551	62,551
17 04 07 (смешанные металлы)	0,3	0,3	21,300	21,300
12 01 13 (отходы сварки)	0,0009	0,0009	0,064	0,064
20 03 01 (Смешанные коммунальные отходы)	0,098	0,098	6,958	6,958
Всего	392,663	392,663	27879,066	27879,066

Буровые сточные воды в объеме: 272,086 м³ или 293,853 т (от 1 скважины) передаются специализированной организации совместно с отходами бурения на основании заключенного договора.



Таблица 11.9- Предельные объемы накопления отходов при реализации варианта № 3.4 на период строительства скважин (по годам)

Код отхода/Наименование отходов	Количество образования отходов, т	Передача сторонним организациям, т	Количество образования отходов, т	Передача сторонним организациям, т	Количество образования отходов, т	Передача сторонним организациям, т	Количество образования отходов, т	Передача сторонним организациям, т	Количество образования отходов, т	Передача сторонним организациям, т	Количество образования отходов, т	Передача сторонним организациям, т	Количество образования отходов, т	Передача сторонним организациям, т
	на единицу оборудования/ на 1 скважину		2024 г.		2025 г.		2026 г.		2027 г.		2028 г.		2029 г.	
01 05 05 (Буровой шлам и другие отходы бурения)	386,166	386,166	23556,126	23556,126	19694,466	19694,466	16218,972	16218,972	13129,644	13129,644	11584,980	11584,980	11198,814	11198,814
15 02 02 (ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами)	0,013	0,013	0,793	0,793	0,663	0,663	0,546	0,546	0,442	0,442	0,390	0,390	0,377	0,377
05 01 06* (Маслянистые шламы от технического обслуживания машин и оборудования)	5,204	5,204	317,444	317,444	265,404	265,404	218,568	218,568	176,936	176,936	156,120	156,120	150,916	150,916
15 01 10* (Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами)	0,881	0,881	53,741	53,741	44,931	44,931	37,002	37,002	29,954	29,954	26,430	26,430	25,549	25,549
17 04 07 (смешанные металлы)	0,3	0,3	18,300	18,300	15,300	15,300	12,600	12,600	10,200	10,200	9,000	9,000	8,700	8,700
12 01 13 (отходы сварки)	0,0009	0,0009	0,055	0,055	0,046	0,046	0,038	0,038	0,031	0,031	0,027	0,027	0,026	0,026
20 03 01 (Смешанные коммунальные отходы)	0,098	0,098	5,978	5,978	4,998	4,998	4,116	4,116	3,332	3,332	2,940	2,940	2,842	2,842
	392,663	392,663	23952,437	23952,437	20025,808	20025,808	16491,842	16491,842	13350,539	13350,539	11779,887	11779,887	11387,224	11387,224

Продолжение таблицы 11.9

Код отхода/Наименование отходов	Количество образования отходов, т	Передача сторонним организациям, т	Количество образования отходов, т	Передача сторонним организациям, т	Количество образования отходов, т	Передача сторонним организациям, т	Количество образования отходов, т	Передача сторонним организациям, т	Количество образования отходов, т	Передача сторонним организациям, т	Количество образования отходов, т	Передача сторонним организациям, т	Количество образования отходов, т	Передача сторонним организациям, т
	на единицу оборудования/ на 1 скважину		2030 г.		2031г.		2032 г.		2033 г.		2034 г.		2035 г.	
01 05 05 (Буровой шлам и другие отходы бурения)	386,166	386,166	10812,648	10812,648	10426,482	10426,482	10040,316	10040,316	9267,984	9267,984	8109,486	8109,486	7337,154	7337,154
15 02 02 (ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами)	0,013	0,013	0,364	0,364	0,351	0,351	0,338	0,338	0,312	0,312	0,273	0,273	0,247	0,247



ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОСТОЯНИЕ ВОД

05 01 06* (Маслянистые шламы от технического обслуживания машин и оборудования)	5,204	5,204	145,712	145,712	140,508	140,508	135,304	135,304	124,896	124,896	109,284	109,284	98,876	98,876
15 01 10* (Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами)	0,881	0,881	24,668	24,668	23,787	23,787	22,906	22,906	21,144	21,144	18,501	18,501	16,739	16,739
17 04 07 (смешанные металлы)	0,3	0,3	8,400	8,400	8,100	8,100	7,800	7,800	7,200	7,200	6,300	6,300	5,700	5,700
12 01 13 (отходы сварки)	0,0009	0,0009	0,025	0,025	0,024	0,024	0,023	0,023	0,022	0,022	0,019	0,019	0,017	0,017
20 03 01 (Смешанные коммунальные отходы)	0,098	0,098	2,744	2,744	2,646	2,646	2,548	2,548	2,352	2,352	2,058	2,058	1,862	1,862
	392,663	392,663	10994,561	10994,561	10601,898	10601,898	10209,235	10209,235	9423,910	9423,910	8245,921	8245,921	7460,595	7460,595

Буровые сточные воды в объеме: **272,086 м³** или **293,853т. (от 1 скважины)** передаются специализированной организации совместно с отходами бурения на основании заключенного договора.



11.4 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 случае наличия опасных отходов в соответствии со ст. 336 Кодекса специализированным организациям, занимающимся выполнением работ (оказанием услуг) по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов необходимо получить лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды по соответствующему подвиду деятельности согласно требованиям Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях».

Сбор отходов при разработке месторождения будет производиться отдельно, в соответствии с видом отходов, способами утилизации, реализации и хранением. Отходы предприятия временно хранятся в стандартных контейнерах, специальных емкостях, либо специально отведенных помещениях и площадках в соответствии с санитарноэпидемиологическими требованиями и маркировкой.

В целом воздействие на окружающую среду отходами производства и потребления, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

Анализ проведенных расчетов образования отходов при строительстве скважин и при эксплуатации вновь вводимого оборудования на месторождении Каламкас показывает:

В результате проведенного анализа выявлено, что с экологической точки зрения *вариант №1* является самым экологичным с наименьшим образованием отходов, т.к. не планируется бурение и ввод в эксплуатацию скважин и нового оборудования. Однако, ожидаемый экономический эффект при реализации данного варианта самый низкий по сравнению с другими вариантами.

При реализации *вариантов № 3 и № 4* предусматривается равное количество скважин под бурение и подключение, одинаковый набор ввода в эксплуатацию нового оборудования и рекомендуемое расширение метода полимерного заводнения (на данный момент на месторождении уже применяется технология полимерного заводнения). При этом бурение скважин на весь период разработки составит –392 ед. на каждый вариант.

Вариант №4 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).



Проектом рекомендуется к реализации Вариант №4, так как является наиболее рациональным, при котором соблюдается баланс между совокупностью экономических и экологических показателей.

При разработке месторождения по вариантам №2,3,4 наибольшие объемы образования отходов ожидаются в 2024 году, т.к. в этот год планируется наибольшее количество бурения скважин в количестве 71 ед. для варианта № 2, 61 ед. для варианта № 3, 4 и одинаковый набор вновь вводимого оборудования.

В целом воздействие на окружающую среду отходами производства и потребления, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

Таблица 11.10 - Оценка воздействия отходов на окружающую среду

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Незначительная 1 балл
Интегральная оценка 4 балла – воздействие низкой значимости		
Вариант 2		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Незначительная 1 балл
Интегральная оценка 4 балла – воздействие низкой значимости		
Вариант 3		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Незначительная 1 балл
Интегральная оценка 4 балла – воздействие низкой значимости		
Вариант 4		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Незначительная 1 балл
Интегральная оценка 4 балла – воздействие низкой значимости		



12. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА

12.1 Факторы негативного воздействия на геологическую среду (недра)

Геологическая среда представляет собой многокомпонентную, весьма динамичную, постоянно развивающуюся систему, находящуюся под влиянием инженерно-хозяйственной деятельности, в результате чего происходит изменение природных геологических и возникновение новых антропогенных процессов. Весьма существенное влияние на геологическую среду оказывают предприятия нефтегазодобывающей промышленности. Техногенно-геологические взаимодействия приурочены к месторождениям и промыслам нефти и газа. При этом основными видами изменений геологической среды является образование техногенных грунтов, преимущественно техногенно-переотложенных и техногенно-образованных.

Нефтегазовое производство воздействует на геологическую среду «сверху» (с поверхности) и «снизу» (из массива горных пород). Воздействие «сверху» происходит при обустройстве месторождений и включает как обычные работы, связанные с освоением территории (строительство производственных помещений и дорог, прокладка коммуникаций и т.п.), так и специфические виды воздействий, характерные для нефтяных промыслов (строительство и эксплуатация скважин, сбор, подготовка и транспорт продукции).

Основными источниками воздействия на геологическую среду «сверху» являются технологические продукты и отходы производства, циркулирующие и накапливающиеся в поверхностных сооружениях. В случае негерметичности или переполнения этих сооружений жидкости растекаются и переносятся поверхностными водотоками. Основным механизмом проникновения загрязнителей в подземные горизонты является инфильтрация вместе с поверхностной водой. Наибольший ущерб наносят аварийные выбросы и фонтанирование подземными флюидами, в особенности нефтью.

Воздействие нефтяной промышленности на геологическую среду «снизу» происходит при строительстве скважин. При разработке нефтяных 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.

12.1.1 Технологические аспекты воздействия на геологическую среду (недра) при бурении скважины

В процессе бурения и эксплуатации скважины 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.

Особое внимание при строительстве скважин должно уделяться охране водоносных горизонтов пресных, минерализованных и промышленных вод.

Процессы загрязнения с поверхности обусловлены фильтрацией бурового раствора в породы и подземные воды геологического разреза. Как правило, эти процессы при бурении не распространяются на значительные расстояния. В самую верхнюю часть до глубины 20-30 м проникновение фильтрата бурового раствора исключено спуском шахтного направления и его цементированием. В водоносные горизонты до глубин 100-150 м фильтрат бурового раствора проникает на расстояние 1,5-2,0 м от стенок скважины вследствие кратковременности бурения данного интервала и его изоляции кондуктором с затрубной цементацией.

Разбуривание подсолевых продуктивных карбонатных отложений сопровождается проникновением в них фильтрата на расстояние 1,0-1,5 м от стенок скважины. Однако в процессе извлечения нефти из продуктивных пластов попавший в них фильтрат бурового раствора извлекается полностью.

К негативным экологическим последствиям могут привести проявления напорных высокоминерализованных вод из соленосных отложений при бурении скважин. Эти воды, как правило, сбрасываются в металлические емкости с обязательной закачкой в интервал, из которого они поступили, - при углублении скважины. К таким интервалам предъявляется повышенное требование при установке технической колонны и цементировании затрубного пространства.



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 грифонообразование (выход газа, нефти, пластовой воды из-под земли), причиной которого являются вертикальные перетоки флюидов из залежи в непродуктивные отложения через ствол скважин.

В ходе эксплуатации скважин вертикальные перетоки пластовых флюидов возможны при нарушении герметичности обсадных колонн и цементного камня за колоннами. Причинами повышения межколонных давлений являются: негерметичность резьбовых соединений обсадных труб и колонных головок, потеря эластичности сальниковых уплотнений и герметизирующих материалов вследствие их старения, технические и технологические погрешности при заключительных работах по обвязке скважин, низкое качество цементирования и недоподъем цемента в заколонном пространстве до устья или в части ствола скважин.

Проблема ликвидации межпластовых перетоков и межколонных давлений стоит чрезвычайно остро практически на всех месторождениях.

Перетоки газа, воды, нефти или конденсата из пласта в пласт и подъем флюида на дневную поверхность через затрубное пространство после строительства скважин - довольно частое явление.

Межколонные проявления нередко начинаются сразу же после пуска скважины в эксплуатацию. Нужно отметить, что в некоторых скважинах температура нефти в устье составляет 70°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 неперемное условие качественной проводки крепления ствола скважины -



создание герметичных соединений обсадных труб и высококачественного цементного кольца.

К числу требований, предъявляемых к цементному камню, следует отнести способность тампонажного раствора при твердении создавать непроницаемые контакты между стенками скважины и тампонажным камнем. Практика показывает, что цементирование скважин раствором из чистого портландцемента имеет ряд отрицательных моментов. Вследствие недостаточной седиментационной устойчивости раствора камень имеет низкие деформативные и адгезионные свойства, высокую проницаемость и недолговечность. Прочностные свойства камня резко снижаются при температуре 80 °С вследствие перекристаллизации гидратов и образования свободной извести. При введении песка (до 40%), а также аэросила (0,03-0,05%), глинопорошка или бентонитовой глины (3%) значительно увеличиваются срок службы цементного камня и повышаются его прочностные свойства по отношению к агрессивным средам (солевой коррозии). Газопроницаемость такого камня на порядок ниже, чем образцов из стандартного портландцемента.

Из всех существующих методов поддержания пластового давления и увеличения приемистости скважин наиболее широко используется закачка пресных (или минерализованных) вод с применением специальных реагентов (щелочи, ПАВ, полимеры).

Кроме того, необходимо своевременно проводить ремонтно-изоляционные и ремонтно-восстановительные, а также ликвидационные работы.

12.2 Оценка воздействия проектируемых работ на геологическую среду (недра)

На территории месторождения при реализации проекта не ожидается какого-либо рода сейсмических проявлений, обусловленных антропогенной деятельностью. Изменение физико-механических свойств пород, слагающих продуктивные пласты, не произойдет.

В процессе эксплуатации проектируемых скважин воздействие, которое приводит к изменениям свойств геологической среды, главным образом, возможно в процессе откачки нефтегазовой смеси. Отбор нефти и газа 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 нефти 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.

В целом воздействие при проведении планируемых работ на геологическую среду (недра), при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:



Таблица 12.1 - Оценка воздействия на недра

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие низкой значимости		
Вариант 2		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 4		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		

12.3 Природоохранные рекомендации по предотвращению возможного негативного воздействия на геологическую среду (недра)

Проектами строительства (бурения) скважин будет предусмотрено использование в верхнем интервале скважины экологически безопасных буровых растворов, все компоненты которых будут иметь паспорт безопасности вещества.

Предотвращение межпластовых перетоков подземных вод достигается обеспечением высокого качества крепи скважины.

Технология крепления скважины учитывает опыт крепления ранее пробуренных скважин. Интервалы испытания скважины изолируются с двух сторон цементными мостами, что обеспечивает предотвращение межколонных перетоков пластовых флюидов.

12.4 Охрана недр

Охрана недр при проведении работ по строительству скважин на месторождении Каламкас должна проводиться в соответствии с Законом «О недрах и недропользовании».

Мероприятия по охране недр должны, прежде всего, быть направлены на высокую экологическую и экономическую эффективность при наименьшем отрицательном воздействии на состояние окружающей среды.

Мероприятия по охране недр в процессе строительства скважин предусматривают:

- геологические исследования, направленные на полную и достоверную оценку месторождения;
- рациональное и комплексное использование природных ресурсов на всех этапах технологического процесса;
- защита недр от обводнения, пожаров и других стихийных бедствий, усложняющих эксплуатацию месторождения;
- предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважины;
- учет и контроль запасов основных полезных ископаемых;
- предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, обвалов стенок скважин, перетоков нефти, газа и воды в пласте;
- изоляцию пробуренных скважин;
- герметичность обсадных колонн и надежность их цементирования;
- правильное выполнение работ по ликвидации и консервации скважин.

Общими экологическими требованиями на стадиях недропользования являются:



- сохранение земной поверхности;
- предотвращение техногенного опустынивания;
- сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель в связи со строительством или ликвидацией скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов добычи и переработки минерального сырья;
- предотвращение ветровой эрозии почвы, отвалов и отходов производства;
- изоляция поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения;
- предотвращения истощения и загрязнения подземных вод;
- применение нетоксичных реагентов при приготовлении промывочных жидкостей;
- очистка и повторное использование буровых растворов;
- ликвидация остатков буровых и горюче-смазочных материалов в окружающей природной среде экологически безопасным способом;
- очистка и повторное использование нефтепромысловых стоков в системе поддержания внутрислоевого давления нефтяных месторождений.

Охрана недр в процессе разбуривания площади

При разбуривании площади работы должны проводиться таким образом, чтобы не допустить межпластовых, межколонных перетоков и обеспечить качественное вскрытие продуктивных горизонтов с сохранением естественных свойств пластов.

С точки зрения охраны недр проектом предусмотрены полимерные буровые растворы плотностью, не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами, что ведет к снижению скорости бурения, ухудшению качества промывки ствола скважины, поглощению бурового раствора, увеличению расхода химических реагентов, увеличению объемов отходов.

С целью сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, которые могут возникнуть при вскрытии, проектом предусматривается использование ингибированных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям:

- низкое содержание твердой фазы;
- достаточная биоразлагаемость, не засоряющая пласт;
- в качестве утяжелителя бурового раствора необходимо использовать кислоторастворимые карбонатные материалы.

С целью сохранения технологических показателей бурового раствора предусматривается пятиступенчатая очистка бурового раствора от выбуренной породы, что также уменьшает количество отходов, подлежащих размещению в окружающей среде.

Рекомендуемые системы бурового раствора отвечают основным экологическим требованиям, предъявляемым буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов.

Компоненты бурового раствора, используемые при бурении, после сбора и очистки не окажут вредного влияния на окружающую среду в силу отсутствия эффекта суммации, поскольку они состоят из воды, биополимеров и инертных материалов.

На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газоводопроявлением или открытым фонтанированием, на буровой установке устанавливается комплекс противовыбросового оборудования. Он включает в себя



универсальную превенторную установку со станцией управления и штуцерный манифольд. Превенторная установка представляет собой сочетание одного плашечного и одного универсального превенторов. На плашечном превенторе установлены трубные плашки, с помощью которых можно загерметизировать устье скважины при наличии в ней бурильных труб, обеспечивая возможность проведения работ по глушению проявлений. Применение передовых технологий и надежного оборудования значительно снижает 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.

Буровые операции должны вестись строго равновесно без проявления флюидов и поглощения буровых, тампонажных и других технологических суспензий.

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 буровых растворов, не влияющих на коллекторские свойства пласта.

С точки зрения охраны окружающей среды предлагаемый данным проектом буровой раствор отвечает всем необходимым требованиям. Компоненты раствора подобраны таким образом, чтобы предотвратить негативное воздействие на окружающую среду.

Кроме того, проектом предусмотрена *оборотная система использования бурового раствора*.

Работы по креплению скважины необходимо проводить с учетом следующих требований:

- выбор химических реагентов и тампонажных 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 тампонажных материалов и химических реагентов для цементирования скважин с учетом горно-геологических условий на месторождении:
- пластовых давлений, пластовой температуры, градиента гидроразрыва пластов;
- выбор в качестве базового цемента с повышенной сульфостойкостью, в связи с высокой минерализацией пластовых вод месторождения;
- температурный интервал применения цемента в чистом виде должен составлять от 20 до 55°С;
- цемент должен характеризоваться низким водоотделением, ускоренным набором прочности в ранние сроки твердения при низких температурах. Эти свойства данного цемента позволяет рекомендовать его в качестве основного для цементирования скважин на месторождении;
- плотность тампонажных растворов для цементирования обсадных колонн в проекте подобраны по гидравлическому расчету цементирования.

Требования к тампонажному раствору по водоотдаче в проекте определяется следующими факторами:

- наличием в разрезе скважин пород с различной проницаемостью (глины, песчаники), при прохождении которых степень обезвоживания цементного раствора будет не одинакова;
- набухание глин под воздействием фильтрата;
- снижение проницаемости приствольной зоны скважины (загрязнением продуктивной части) в результате отфильтровывания жидкой фазы. Введение эффективных регуляторов свойств тампонажного раствора предотвращает вышеперечисленные осложнения, позволяет создавать на фильтрующей поверхности плотную малопроницаемую цементную корку. Эта способствует получение плотного контакта цемент-порода, что особенно важно при наличии водоносных пластов с высокой минерализацией, служит условием соблюдения охраны недр.

Для предотвращения межпластовых флюидоперетоков, которые могут образоваться на начальной стадии твердения цемента, проектом предусматривается ускоренное формирование цементного камня и набор достаточной прочности в ранние сроки твердения. Добавка ускорителя обязательна для тампонажного раствора при цементировании кондуктора.

С целью лучшего замещения бурового раствора тампонажным, 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 смещения и загрязнения цементного и бурового растворов, 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 на строительство скважин 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 бурения, освоения (испытания) скважины и демонтажа оборудования необходимо проведение мероприятий по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с нормативными требованиями.



13. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

13.1 Оценка возможных физических воздействий, а также их последствий

Воздействие физических факторов при проведении планируемых работ не должны превышать значений, установленных Гигиеническими нормативами согласно Приказа Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15 «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека».

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 и компрессорные станции.

Ожидаемые уровни шума от предполагаемых источников на участках работ представлены в таблице 13.1.

Таблица 13.1- Уровни шума от различных видов техники и оборудования

Техника	Уровень звука на расстоянии 1 м от оборудования, дБА	Расстояние (м)						
		10	20	50	60	1000	1500	2000
Дизельные электростанции (66-200кВт)	92	88	84	77	76	52	44	-
Грузовой автомобиль:								
- двигатель мощностью 75-150 кВт;	83	79	75	68	67	43	-	-
- двигатель мощностью 150 кВт и более	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.

Акустические расчеты и замеры для снижения шума на площадке проектируемых работ не проводятся, так как проектируемые работы проводятся на территории месторождения, имеющего установленную СЗЗ, при этом в пределах СЗЗ месторождения отсутствуют населенные пункты.

Вибрационное воздействие

По своей физической природе вибрации тесно связаны с шумом. Вибрации представляют собой колебания твердых тел или образующих их частиц. В отличие от звука, воспринимаемого только ушами, вибрация воспринимается различными органами и частями тела.

Вибрация приводит к снижению производительности труда, нарушает деятельность центральной нервной системы, способствует заболеваниям сердечно-сосудистой системы.

Вибрация возникает вследствие вращательного или поступательного движения неуравновешенных масс двигателя и механических систем машин.

В высокопористых водонасыщенных грунтах интенсивность и дальность распространения вибрации в 2-4 раза выше, чем в песчаных или плотных скальных



(обломочных) грунтах. При наличии в дорожной одежде слоев из зернистых несвязных материалов ускорение вибрации снижается в 1,5-2 раза.

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в применении конструктивных мероприятий на пути распространения колебаний и соблюдении технологических параметров работы оборудования.

Для снижения вибрации и уменьшения влияния ее последствий, как на человека, так и на окружающий животный мир необходимо выполнение следующих мероприятий:

- установление на работающем оборудовании гибких связей, упругих прокладок и пружин;
- установление вибрирующего оборудования на самостоятельный фундамент;
- сокращение (для обслуживающего персонала) времени пребывания в условиях вибрации;
- применение (для обслуживающего персонала) средств индивидуальной защиты.

Электромагнитное воздействие

Неконтролируемый постоянный рост числа источников электромагнитных излучений (ЭМИ), увеличение их мощности приводят к тому, что возникает электромагнитное загрязнение окружающей среды. Высоковольтные линии электропередач, трансформаторные станции, электрические двигатели, персональные компьютеры (ПК), широко используемые в производстве – все это источники электромагнитных излучений. Беспокойство за здоровье, предупреждение жалоб должно стимулировать проведение мероприятий по электромагнитной безопасности. В этой связи определяются наиболее важные задачи по профилактике:

- заболеваний глаз, в том числе хронических;
- зрительного дискомфорта;
- изменения в опорно-двигательном аппарате;
- кожно-резорбтивных проявлений;
- стрессовых состояний;
- изменений мотивации поведения;
- 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.

13.2 Характеристика радиационной обстановки в районе работ, природных и техногенных источников радиационного загрязнения. Радиационная безопасность

Планируемые работы должны производиться с соблюдением требований Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологических требований к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МЗ РК от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020 и «Гигиенических нормативов к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МН Здравоохранения РК от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71.

Радиационная безопасность на объекте обеспечивается соблюдением Закона Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года № 219-І «О радиационной безопасности населения».

Настоящий Закон регулирует общественные отношения в области обеспечения радиационной безопасности населения, в целях охраны его здоровья от вредного воздействия ионизирующего излучения.

Согласно нормативным документам основные пределы эффективных доз взяты равными 20 мЗв в год для персонала и 1 мЗв в год для населения.

Годовая эффективная доза облучения персонала за счет нормальной эксплуатации техногенных источников ионизирующего излучения не должна превышать пределы доз, установленных в Гигиенических нормативах.

Под годовой эффективной дозой понимается сумма эффективной дозы внешнего облучения, полученной за календарный год, и ожидаемой эффективной дозы внутреннего облучения, обусловленной поступлением в организм радионуклидов за этот же год.

Радиоактивным загрязнением считается присутствие радиоактивных веществ на поверхности, внутри материала, в воздухе, в теле человека или в другом месте, в количестве, превышающем уровни, установленные Гигиеническими нормативами и Санитарными правилами.

Для реальной оценки возможного радиоактивного загрязнения окружающей среды при осуществлении производственной деятельности необходимо проводить регулярный радиационный мониторинг.

Юридические лица обязаны осуществлять производственный контроль в соответствии с требованиями статьи 51 Кодекса РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» и пункту 1 статьи 182 Экологического кодекса РК.

Работы на месторождении Каламкас ведутся уже много лет, в связи с чем, предприятия имеют разработанный план мероприятий по радиационной безопасности. План мероприятий предусматривает:

- проведение контроля радиационной обстановки на месторождении;
- оповещение об обнаружении радиоактивного заражения.

В случае установления факта радиационного заражения, сменный мастер немедленно оповещает об этом свое непосредственное руководство и сообщает в соответствующую службу для информирования госсаннадзора. О факте радиационного



загрязнения на месторождении оповещаются местные органы власти, госсаннадзор, органы внутренних дел, техническая инспекция труда, территориальный штаб ЧС.

При обнаружении радиоактивного загрязнения свыше установленных гигиенических норм, персонал переходит на режим работы в соответствии с «Планом мероприятий по радиационной безопасности».

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.

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.

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 газа, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с 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.

Радиационное воздействие в период строительства и эксплуатации не ожидается.

Таблица 13.2 - Оценка возможного физического воздействия

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 8 баллов – воздействие низкой значимости		
Вариант 2		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 8 баллов – воздействие низкой значимости		
Вариант 3		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 8 баллов – воздействие низкой значимости		
Вариант 4		



Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 8 баллов – воздействие низкой значимости		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 8 баллов – воздействие низкой значимости		



14. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ

14.1 Социально-экономические условия района работ

Рассматриваемая площадь работ находится на территории Каракиянского района Мангистауской области Республики Казахстан.

Мангистауская область расположена в юго-западной части республики, территория ее равна 165,6 тысяч км², что составляет 6,1% от общей площади территории Казахстана.

Мангистауская область — промышленный регион, здесь добывают 25% нефти Казахстана, почти 20 млн. тонн нефти. Здесь проходит нефтепровод Актау-Жетыбай-Каламкас.

Центр области расположен в городе Актау, который является портом на Каспийском море и основан в 1963 году. В городе проживает 187,7 тыс. человек. Расстояние от Актау до Астаны составляет 2693 км.

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сфере экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных последствий.

В настоящее время Мангистауская область – один из динамично развивающихся регионов Казахстана.

Об итогах социально-экономического развития Мангистауской области за 2022-2024 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.

Таблица 14.1- Мониторинг основных социально-экономических показателей

	Январь-апрель 2023г.	Апрель 2023г.	Январь-апрель 2023г. к январю-апрелю 2022г., в %	Апрель 2023г. к апрелю 2022г., в %	Апрель 2023г. к марту 2023г., в %
Социально-демографические показатели					
Численность населения на конец периода, тыс. человек	746,8	...	103,0	...	...
Естественный прирост (убыль) населения, человек	4 692	...	102,5	...	...
Миграционный прирост (убыль), человек	1 236	...	196,5	...	...
Число зарегистрированных случаев заболеваний туберкулезом органов дыхания, человек	91	22	89,2	73,3	157,1
Число выявленных носителей ВИЧ-инфекции, человек	23	8	153,3	160,0	в 2 раза



ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ

Число зарегистрированных преступлений, случаев	1 506	335	99,4	103,7	81,1
Уровень преступности, %	20,2	-	96,7	-	-
Статистика уровня жизни					
Среднедушевой номинальный денежный доход (оценка, IV квартал 2021г.), тенге	...	167 880	...	112,3	107,6
Реальный денежный доход (оценка, IV квартал 2021г.), %	...	...	...	102,6	105,9
Величина прожиточного минимума, тенге	...	48 605	...	...	106,9
Статистика труда и занятости					
Численность зарегистрированных безработных на конец периода, человек	-	16 002	-	140,0	107,5
Доля зарегистрированных безработных, %	-	4,6	-	-	-
Среднемесячная номинальная заработная плата одного работника, тенге (за I квартал 2022г.) ¹⁾	-	416 187	-	120,9	108,8
Индекс реальной заработной платы, % (за I квартал 2022г.) ¹⁾	-	-	-	110,1	105,7
Статистика цен					
Индекс потребительских цен, %	-	-	110,8	113,9	102,9
Индекс цен производителей промышленной продукции, %	-	-	170,2	165,8	87,3
Индекс цен в сельском хозяйстве, %	-	-	101,5	106,0	95,9
Индекс цен в строительстве, %	-	-	104,3	102,5	98,7
Индекс цен оптовых продаж, %	-	-	111,3	113,3	103,1
Индекс тарифов на услуги грузового транспорта, %	-	-	105,5	110,3	100,0
Индекс тарифов на услуги связи, %	-	-	100,0	100,0	100,0
Национальная экономика					
Валовой региональный продукт, млн. тенге (за январь-декабрь 2021г.)	-	3 571 202,3	101,2	-	-
Инвестиции в основной капитал, млрд. тенге	175,5	38,5	100,1	62,1	51,7
Торговля					
Розничная торговля по всем каналам реализации, млрд. тенге	69,4	18,2	105,5	103,1	92,0
Реальный сектор экономики					
Объем промышленной продукции (товаров, услуг), млн. тенге	933 973,1	252 187,3	100,6	100,6	101,5
Объем валовой продукции сельского хозяйства, млн. тенге	5 453,6	1 256,3	119,4	119,2	137,6
Объем строительных работ, млн. тенге	33 035,6	8 478,1	73,8	34,7	49,9
Перевозки грузов всеми видами транспорта, тыс. тонн	70 212,7	17 449,2	102,4	100,9	98,5
Грузооборот всех видов транспорта, млн. ткм	10 365,1	2 503,1	109,7	94,1	93,1
Объем услуг связи, млн. тенге	4 029,0	1 074,4	107,2	110,6	101,6
Финансовая система					
Депозиты населения на конец периода, млрд. тенге	...	...	...	...	...
Кредиты БВУ экономики и населения на конец периода, млрд. тенге	...	...	...	...	...

¹⁾ Без учета малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью.

Таблица 14.2- Основные социальные и экономические показатели по Мангистаускому и Тупкараганскому району

№ п/п	Показатели	Мангистауский район	Тупкараганский район
Социально-демографические показатели			
1	Численность населения на конец периода (по текущему учету), тыс. человек	39,689	32,58
2	Число родившихся, тыс. человек	1,071	0,99
3	Число умерших, тыс. человек	0,18	0,137
4	Естественный прирост		
	тыс. человек	0,891	0,853
	на 1000 человек населения	22,6	26,53
5	Миграция населения		
	прибыло, тыс. человек	1,561	2,483
	выбыло, тыс. человек	1,916	2,484



ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ

	сальдо миграции, тыс. человек	-0,355	-1
6	Коэффициент рождаемости (на 1000 человек)	27,17	30,79
7	Коэффициент смертности (на 1000 человек)	4,57	4,26
8	Коэффициент брачности (на 1000 человек)	6,62	4,88
9	Коэффициент разводимости (на 1000 человек)	0,89	1,52
10	Коэффициент естественного прироста (на 1000 человек)	22,6	26,53
11	Количество больниц, единиц	1	1
12	Количество больничных коек, единиц ¹⁾		
13	Количество дошкольных учреждений, единиц (с 2010г. включая мини-центры)	25	20
14	Охват детей 3-6 лет дошкольным воспитанием и обучением, % ¹⁾		
15	Количество детей в дошкольных учреждениях, тыс. человек	1,8	1,8
16	Количество школ, единиц	22	10
17	Численность учащихся в школах, тыс. человек	8	7,6
18	Количество колледжей, единиц	1	1
19	Численность учащихся колледжей, тыс. человек	0,309	0,311
20	Количество ВУЗов, единиц	-	-
21	Численность учащихся ВУЗов, тыс. человек	-	-
22	Число зарегистрированных преступлений, единиц	169	214
Уровень жизни			
23	Среднедушевые номинальные денежные доходы населения, тенге ²⁾		
	тенге ²⁾		
	в % к соответствующему периоду предыдущего года ²⁾		
24	Величина прожиточного минимума, тенге ³⁾	37 277	37 709
Рынок труда и оплата труда			
25	Рабочая сила (экономически активное население) ⁴⁾	15 031	14 208
	тыс. человек ⁴⁾	15	14,2
	в % к соответствующему периоду предыдущего года ⁴⁾	98,4	107,4
26	Занятое население ⁴⁾	14 427	13 926
	тыс. человек ⁴⁾	14,4	13,9
	в % к соответствующему периоду предыдущего года ⁴⁾	98,6	108,2
27	Наемные работники, тыс. человек ⁴⁾	13,4	13 432
28	Самостоятельно занятые работники, тыс. человек ⁴⁾	1,1	0,5
29	Безработное население ⁴⁾	604	282
	тыс. человек ⁴⁾	0,6	0,3
	в % к соответствующему периоду предыдущего года ⁴⁾	93,4	78,3
30	Уровень безработицы, в % ⁴⁾	4	2
31	Уровень молодежной безработицы (15-24 лет), в % ⁴⁾	5,7	1,7
32	Среднемесячная номинальная заработная плата одного работника, тенге	136 628	169 626
33	Индекс номинальной заработной платы, в % к соответствующему периоду предыдущего года	136,6	91,7
34	Индекс реальной заработной платы, в % к соответствующему периоду предыдущего года	129,5	86,9
Национальная экономика			
35	Инвестиции в основной капитал ⁷⁾		
	млн. тенге	59705	56756
	в % к соответствующему периоду предыдущего года	109,7	102,8
Реальный сектор экономики			
36	Валовый выпуск продукции (услуг) сельского хозяйства		



ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ

	млн. тенге	6607,3	2 687,1
	в % к соответствующему периоду предыдущего года	104,2	102,3
	из него:		
	валовая продукция растениеводства		
	млн. тенге	1182,1	334,5
	в % к соответствующему периоду предыдущего года	120,4	115,2
	валовая продукция животноводства		
	млн. тенге	5396,9	1 782,7
	в % к соответствующему периоду предыдущего года	100,6	100,9
37	Уточненная посевная площадь сельскохозяйственных культур, га	239,2	132,7
38	Валовой сбор основных сельскохозяйственных культур, тонн	6762,3	2 861,9
	зерновые (включая рис) и бобовые культуры	-	-
	картофель	3,0	-
	овощи	1 170,4	894,4
39	Численность скота и птицы, на конец года, голов		
	крупный рогатый скот	9 082	3 099
	овцы и козы	168 340	63 777
	свиньи	-	-
	лошади	44 613	11 064
	домашняя птица	4 096	3 382
40	Объем промышленного производства		
	млн. тенге	563171,6	719682,6
	в % к соответствующему периоду предыдущего года	99,5	97,6
	горнодобывающая промышленность		
	млн. тенге	544776,3	688500,3
	в % к соответствующему периоду предыдущего года	99,6	96,6
	обрабатывающая промышленность		
	млн. тенге	17569,5	28896,1
	в % к соответствующему периоду предыдущего года	110,1	135,3
	электроснабжение, подача газа, пара и воздушное кондиционирование		
	млн. тенге	440,0	686,2
	в % к соответствующему периоду предыдущего года	108,9	72,6
	водоснабжение; канализационная система, контроль над сбором и распределением отходов		
	млн. тенге	386,0	1600,0
	в % к соответствующему периоду предыдущего года	80,5	112,4
41	Объем строительных работ		
	млн. тенге	20860	16857
	в % к соответствующему периоду предыдущего года	84,5	147,9
42	Ввод жилых зданий		
	тыс. кв. метров общей площади	54,7	52,3
	в % к соответствующему периоду предыдущего года	105,9	112,3
43	Ввод в эксплуатацию объектов образования:		
	общеобразовательных школ, ученических мест	-	-
	дошкольных учреждений, мест	60	100
44	Ввод в эксплуатацию объектов здравоохранения:		
	больниц, коек	-	-
	амбулаторно-поликлинических учреждений, посещений в смену	-	-
45	Грузооборот всех видов транспорта		
	млрд. т-км	-	-



ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ

	в % к соответствующему периоду предыдущего года	-	-
46	Перевозка грузов всеми видами транспорта		
	млн. тонн	-	-
	в % к соответствующему периоду предыдущего года	-	-
47	Пассажирооборот всех видов транспорта		
	млн. п-км	-	-
	в % к соответствующему периоду предыдущего года	-	-
48	Перевозка пассажиров всеми видами транспорта		
	млн. человек	-	-
	в % к соответствующему периоду предыдущего года	-	-
49	Количество зарегистрированных субъектов малого и среднего предпринимательства, на конец года единиц ⁵⁾	2 721	2 049
50	Количество активных субъектов малого и среднего предпринимательства, на конец года единиц	2 521	1 842
51	Численность занятых в малом и среднем предпринимательстве, в среднем за год, человек	3 383	3 944
52	Выпуск продукции всеми субъектами малого и среднего предпринимательства, млн. тенге	9 623	28 098
53	Основные средства в экономике по первоначальной стоимости (на конец года), млн. тенге	данных нет	данных нет
	млн. тенге		
	в % к соответствующему периоду предыдущего года	данных нет	данных нет
	Торговля		
54	Розничный товарооборот		
	млн. тенге	4 669,3	2 784,3
	в % к соответствующему периоду предыдущего года	101,9	101,7
55	Оптовый товарооборот		
	млн.тенге	310,9	1 466,8
	в % к соответствующему периоду предыдущего года	66,8	136,4



14.2 Предварительная оценка воздействия намечаемой деятельности на социально-экономическую среду

При оценке воздействия на социально-экономическую среду 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 среду 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.

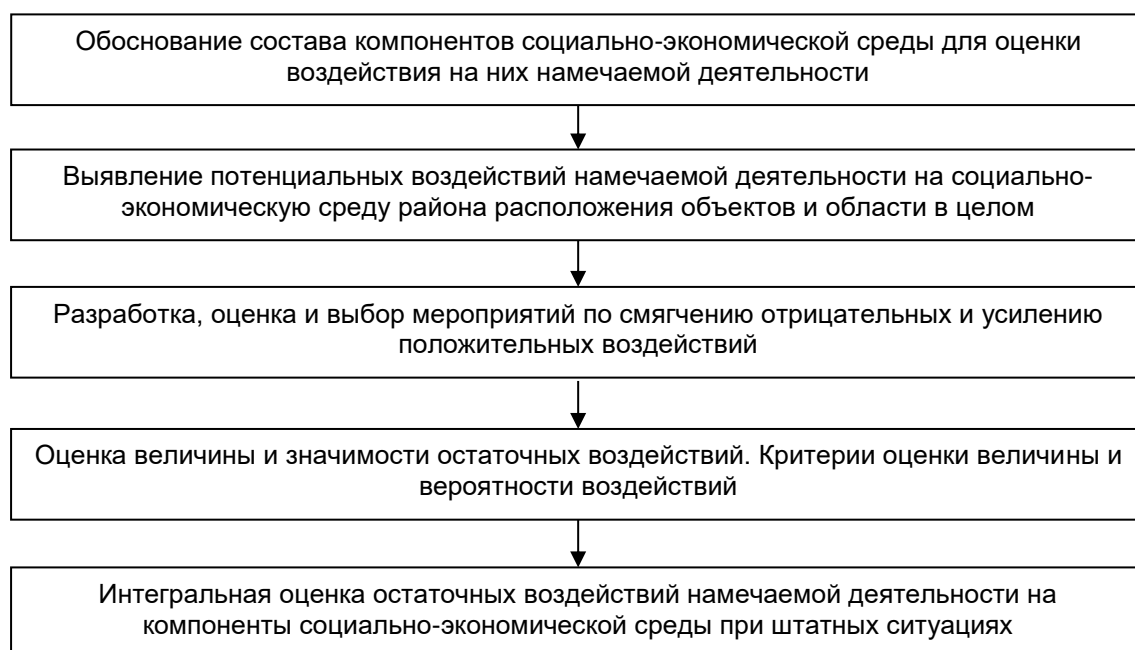
Оценка изменений во временном масштабе затруднена в связи с тем, что сроки реализации социальных деклараций в значительной мере зависят от управленческих решений и других факторов, не относящихся к реализации проекта, и более-менее уверенно прогнозировать их представляется сложным.

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 14.3.

Таблица 14.3 - 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 14.4).

Интегральная оценка представляет собой 2-х этапный процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, представленными в таблицах 14.5-14.6, 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. 14.5.

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 14.4- 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



Градация воздействия	Критерий	Балл
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
Сильное	положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия средне-республиканского уровня	5

Таблица 14.5 -Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу

Итоговый балл	Итоговое воздействие
от +1 до +5	Низкое положительное воздействие
от + 6 до +10	Среднее положительное воздействие
от +11 до +15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
от - 1 до - 5	Низкое отрицательное воздействие
от - 6 до -10	Среднее отрицательное воздействие
от - 11 до -15	Высокое отрицательное воздействие

В Таблице 14.6 приведена предварительная оценка воздействия намечаемой деятельности на социально-экономическую среду в период строительства и на этапе эксплуатации запроектированных объектов по всем вариантам.

Таблица 14.6-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



Компоненты воздействия	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Итоговое воздействие
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 +3 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое положительное + 2 балл	Среднее Положительное +10 баллов
Образование и научно-техническая сфера	Местное положительное +3 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое Положительное +2 балл	Среднее Положительное +10 баллов
Отношение населения к проектной деятельности и процессы внутренней миграции	Местное положительное +3 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое Положительное +2 балл	Среднее Положительное +10 баллов
Охраняемые природные территории	Нулевое	Нулевое	Нулевое	Воздействие отсутствует
Памятники истории и культуры	Нулевое	Нулевое	Нулевое	Воздействие отсутствует
Компоненты экономической среды				
Экономическое развитие территории	Региональное положительное +4 балла	Постоянное положительное +5 балла	Значительное положительное + 4 балл	Высокое положительное +13 баллов
Итоговая оценка: (+68) + (-0) = (+68) <i>Среднее положительное</i>				

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 значительного количества скважин и в следствии будет привлечено значительное количество подрядных организаций и как видно из таблицы увеличение трудовой занятости и увеличение доходов населения. В процессе эксплуатации месторождения возможно не значительное увеличение рабочего персонала, что не повлечет за собой значительного роста трудовой занятости и доходов населения.

В целом, при выполнении всех необходимых мероприятий и технических решений намечаемая деятельность по разработке месторождения Каламкас 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 Каламкас ожидается положительный эффект в социально - экономическом аспекте.



Реализация проекта позволит улучшить ситуацию с занятостью персонала подрядных организаций, что является положительным фактом, одновременно будет способствовать возможностям расширения бизнеса и развития сопутствующих отраслей промышленности. Эти факторы окажут как прямое, так и косвенное воздействие на доходы и уровень жизни населения.

Современное состояние здоровья населения в регионе определяют следующие факторы: экологическая и санитарно-эпидемиологическая обстановка в районах, демографическая ситуация, состояние здравоохранения, уровень заболеваемости населения. К прямому положительному воздействию следует отнести повышение качества жизни персонала, задействованного при реализации проекта. Создание новых рабочих мест и увеличение личных доходов граждан будут сопровождаться повышением благосостояния и улучшением условий проживания населения. За счет роста доходов повысится их покупательная способность, соответственно улучшится состояние здоровья людей.

Потенциальными источниками отрицательного воздействия на здоровье населения при проведении намечаемой деятельности могут быть:

- выбросы вредных веществ в атмосферу от работающей техники и оборудования;
- проявления физических факторов (электромагнитное излучение, шум, вибрация);
- образование, транспортировка, утилизация/захоронение отходов производства и потребления.

Особо охраняемые территории и культурно-исторические памятники

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

Поэтому 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**.

14.3 Предварительная оценка воздействия на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях

Аварийные ситуации могут оказать воздействие на социальные и экономические условия. Но аварийные ситуации непредсказуемы, а проектирование и будущая эксплуатация рассчитаны на сведение к минимуму возможных аварийных ситуаций.



Потенциально возможные аварии маловероятны, а запланированные предупредительные и противоаварийные мероприятия позволят ликвидировать их на начальной стадии и минимизировать ущерб окружающей среде. Негативное воздействие на здоровье населения аварийной ситуации с выбросом вредных веществ маловероятно и может иметь экономические последствия, связанные с ликвидацией последствий выброса и устранением прорыва.

Основное экономическое воздействие крупных аварийных ситуаций проявится в потребности в рабочей силе и оборудовании для ликвидации аварии и ремонту нанесенных повреждений для возврата к нормальной эксплуатации. Маловероятно, что возникнет необходимость в привлечении местной рабочей силы для ликвидации аварии в случае 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.



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



КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ПОСЛЕДСТВИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ НОРМАЛЬНОМ (БЕЗ АВАРИЙ) РЕЖИМЕ

Локальное 1	Кратковременное 1	Незначительное 1	1 - 8	Воздействие низкой значимости
Ограниченное 2	Средней продолжительности 2	Слабое 2		
Местное 3	Продолжительное 3	Умеренное 3	9- 27	Воздействие средней значимости
Региональное 4	Многолетнее 4	Сильное 4	28 - 64	Воздействие высокой значимости

Для представления результатов оценки воздействия приняты три категории значимости воздействия:

- *воздействие низкой значимости* имеет место, когда последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность;

- *воздействие средней значимости* может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости;

- *воздействие высокой значимости* имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или, когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов.

Для определения интегральной оценки воздействия результаты оценок воздействия на компоненты окружающей среды сведены в табличный материал.

Интегральная оценка воздействия по компонентам окружающей среды, в зависимости от показателей воздействия, представлена в таблице 15.5.

Таблица 15.5- Интегральная оценка воздействия по компонентам окружающей среды, в зависимости от показателей воздействия

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Интегральная оценка (в баллах) и категория значимости воздействия
	пространственный масштаб	временный масштаб	интенсивность	
Атмосферный воздух	местный (3)	многолетний (4)	незначительная (1)	12 баллов
Поверхностные воды	отсутствует			
Подземные воды	ограниченный (2)	многолетний (4)	слабая (2)	16 баллов
Недра	ограниченный (2)	многолетний (4)	слабая (2)	16 баллов
Почва	ограниченный (2)	многолетний (4)	умеренная (3)	24 балла
Отходы	локальный (1)	многолетний (4)	незначительная (1)	4 балла
Растительность	ограниченный (2)	многолетний (4)	умеренная (3)	24 балла
Животный мир	ограниченный (2)	многолетний (4)	слабая (2)	16 баллов
Ландшафты	локальный (1)	многолетний (4)	незначительная (1)	4 балла
Физическое воздействие	локальный (1)	многолетний (4)	слабая (2)	8 баллов
Радиационное воздействие	отсутствует			
Интегральная оценка		4-24 балла – воздействие средней значимости		



«Проект разработки месторождения Каламкас» предусматривает рассмотрение нескольких вариантов разработки добычи углеводородов с целью анализа эффективности и выбора рационального варианта в условиях снижения производственных показателей, для повышения рентабельности эксплуатации месторождения. Повышение производственных показателей месторождения напрямую зависит от количества и дебита эксплуатационного фонда скважин (строительство новых скважин) и рационального метода эксплуатации месторождения, который выбирается с помощью анализа представленных вариантов разработки. Подвергая анализу все предложенные варианты разработки месторождения Каламкас 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 на 38 лет (рентабельный период для варианта №4) и каждый год осуществляется поэтапное строительство запроектированных объектов и последовательный ввод нового оборудования в эксплуатацию, разделять оценку воздействия на периоды (строительство/эксплуатация) реализации разработки месторождения нет смысла.

*Анализируя вышеперечисленные категории воздействия проектируемых работ на окружающую среду, можно сделать общий вывод, что значимость ожидаемого экологического воздействия **при реализации рекомендуемого варианта №4 на период разработки месторождения допустимо принять как воздействие средней значимости.***

Дополнительная антропогенная нагрузка не приведет к существенному ухудшению существующего состояния природной среды в районе месторождения, при условии соблюдения проектных решений и природоохранного законодательства Республики Казахстан.

Намечаемая деятельность, при условии соблюдения технических решений (штатная ситуация), не окажет значимого негативного воздействия на окружающую среду.

Комплексная оценка воздействия намечаемой деятельности на компоненты окружающей среды позволяет подтвердить решение по выбору варианта разработки месторождения Каламкас и сделать вывод, что рекомендуемый **вариант №4 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, АО «ММГ» проводит постоянные наблюдения и инструментальные замеры. В соответствии со статьей 182 п. 1 Экологического кодекса РК от 2 января 2021 г. № 400-VI ЗРК «Операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль».



16. АНАЛИЗ ВЕРОЯТНОСТИ (РИСКА) ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ

АО «Мангистаумунайгаз» 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 диагностики 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 (ГУ, ЗУ и УПСВ).

16.1 Анализ рисков возникновения аварийных ситуаций при строительстве скважин

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 невозможный ущерб окружающей среде;

Второй - критический (некритический) - угрожает (не угрожает) жизни людей, потере объекта, окружающей среде;

Третий - с пренебрежимо малыми последствиями - не относящимися по своим последствиям ни к одной из первых двух категорий.

Категории отказов (степень риска отказов):

A - обязателен детальный анализ риска, требуются особые меры безопасности для снижения риска;

B - желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

C - рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности;

D - анализ и принятие мер безопасности не требуются.



Таблица 16.1- Матрица «вероятность - тяжесть последствий»

Частота возникновения (1/год)	Тяжесть последствия			
	Катастрофический отказ	Критический отказ	Некритический отказ	Отказ с пренебрежимо малыми последствиями
Частый отказ > 1	A	A	A	C
Вероятный отказ 10^{-2}	A	A	B	C
Возможный отказ $10^{-3}-10^{-4}$	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 16.2 приводятся вероятности возникновения аварийных ситуаций на 500 м проходки (в целом по нефтегазовой отрасли):

Таблица 16.2- Вероятность возникновения аварийных ситуаций

Вид аварии	Вероятность
	Эксплуатационное бурение
1. Поломка буровых труб	0,022
2. Аварии с долотом	0,04
3. Падение в скважину посторонних предметов	0,005
4. Прихват буровых колонн	0,06
5. Неудачный цементация	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:

$$P_{ав} = P_t \times N_{скв} \times L / 1000,$$

где: P_t - примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м;

$N_{СКВ}$ - 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 $9 * 10^{-4}$ 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 $Q_i * D_i * E_i$ 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 (P_i).

Цикл строительства скважины состоит из нескольких этапов. Первый этап - проектирование, второй - строительство, третий - освоение.

Первый этап - проектирование. Здесь целью риск-анализа может быть: выявление



опасностей и количественная оценка риска с учетом воздействия поражающих факторов аварии на персонал, население, материальные объекты, окружающую природную среду. Обеспечение информацией по разработке инструкций по эксплуатации бурового оборудования, технологических регламентов, планов ликвидации при ГНВП, противопожарные мероприятия, действия членов вахты в аварийной ситуации.

Второй этап - строительство скважины. Здесь целью риск-анализа может быть сравнение геологического разреза ранее пробуренных скважин, уточнение информации по пластовым давлениям нефтегазонасыщенных коллекторов.

Третий этап - освоение скважины или вызов притока. Здесь целью риск-анализа может быть выявление опасностей и оценка последствий аварий.

Для уменьшения риска на каждом этапе делается следующее:

На первом этапе проектирования

С целью обеспечения соответствия строительства скважин утвержденным проектам проводится авторский надзор. При проведении авторского надзора особое внимание уделяется геологической информации в процессе бурения, производства ГИС, вскрытия и испытания промышленных и перспективных объектов на приток, а также контролю за сложными технологическими процессами, и др. В это время происходит сбор и анализ информации для обеспечения принятия более оптимальных, технологически безопасных вариантов для составления следующих проектов на строительство скважин. Проект должен учитывать опыт проводки скважин на данной и ближайших площадях с аналогичными условиями, результаты исследований, выполненных при бурении опорно-технологических и поисково-разведочных скважин, обеспечивать охрану недр, окружающей среды и надежность скважины на стадии строительства и в процессе эксплуатации.

При полном выполнении требований проекта, аварийных ситуаций возникнуть не должно.

На втором этапе строительства

Риск в основном связан с человеческим фактором, связан с халатностью, различными нарушениями техники безопасности и технологии проводки скважины со стороны исполнителя. Для исключения риска при бурении скважин упор делается на решение организационно-технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относятся:

- обязательная подготовка кадров в специализированных УКК;
- стажировка на буровых под руководством опытных инструкторов;
- сдача экзаменов по профессии и видам работ;
- периодическая проверка знаний;
- инструктаж перед опасными видами работ;
- проведение учебных тревог по ликвидации ГНВП и противопожарной безопасности, умение пользоваться средствами индивидуальной защиты;
- ознакомление с передовым опытом и безопасным ведением работ на других предприятиях.

За этими организационными причинами осуществляется контроль:

- администрацией бурового предприятия;
- круглосуточный контроль со стороны ИТР за действиями вахты и обстановкой на скважине;



- проверка буровых комиссиями УБР, санитарными врачами, инспекторами военизированного отряда, инспекторами Госгортехнадзора, комитетом по охране окружающей среды Республики Казахстан.

Руководство и контроль осуществляют ИТР при проведении сложных операций (спуск и крепление обсадных колонн, производство ИПТ, вскрытие продуктивных горизонтов, перфорация, вызов притока и др.).

К техническим мероприятиям относятся:

- проведение дефектоскопии бурового оборудования и инструмента;
- опрессовка бурильных и обсадных колонн;
- испытание вышки;
- совместная опрессовка обсадных колонн с установленным на них противовыбросовым оборудованием на расчетное давление, соответствующее полному замещению бурового раствора пластовым флюидом;
- применение высококачественных материалов и химреагентов; применение высокотехнологического и безопасного оборудования (гидравлических ключей, спайдер-элеваторов, превентеров, гидравлических манометров, индикаторов веса и др.);
- автоматизация процессов бурения;
- механизация трудоемких работ.
- вскрытие пласта с применением качественного бурового раствора с минимальным превышением гидростатического столба жидкости над текущим пластовым давлением, максимальным сокращением между вскрытием объекта и его испытанием.

Для выполнения указанных требований геолого-техническая служба бурового предприятия должна осуществлять контроль за режимом бурения (посредством станции ГТК), буровым раствором, газопоказанием, составом шлама, чтобы своевременно выявить перспективный интервал. Все это позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в план по испытанию оптимальный вариант.

Оборудование устья скважины:

- обвязка ПВО должна обеспечивать промывку скважины при избыточном давлении на устье с выходом бурового раствора в желобную систему через систему очистки;
- обеспечивать закачку бурового раствора в межтрубье буровым насосом или цементировочным агрегатом, обратную промывку через специальную линию в желобную систему;
- отвод пластовой жидкости из бурильных труб с дегазацией бурового раствора и сжиганием пластового флюида на безопасном расстоянии.

Рассмотренные мероприятия 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.

16.1.1 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 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 цементирования – повреждение обсадных труб, неподъем цементного раствора, оставление раствора в колонне;
- аварии с забойными двигателями – оставление их на забое скважины целиком или от отдельных узлов;
- падение в скважину посторонних предметов;
- прочие аварии – оставление в скважине испытателей пластов, геофизических приборов, кабеля, открытые нефте-, газо-, водопрооявления (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 разъемом 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.

16.1.2 Организация работ при аварии

Ловильные работы и ликвидации прихватов – весьма ответственные операции, неумелое ведение которых может привести к серьезным поломкам бурового оборудования и вышки, гибели скважины и 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.

16.1.3 Мероприятия по предотвращению и ликвидации аварий

В целях предотвращения и ликвидации осложнений в скважине при различной



интенсивности поглощений или при полном прекращении циркуляции промывочной жидкости предпринимаются следующие меры:

- уменьшение перепада давления в системе «скважина-пласт» путем изменения параметров промывочной жидкости;
- изоляция поглощающего пласта путем закупорки каналов пласта специальными наполнителями, цементными растворами или пастами;
- бурение без выхода циркуляции, с последующим спуском обсадной колонны.

При газопроявлениях 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 превентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявлений.

Выводы

Во всех геологических зонах осадочная толща горных пород вскрыта полностью, можно считать, что геологический разрез изучен достаточно полно. Тектоническое строение спокойное, так что при ведении дальнейших работ не ожидается встреча с какими-либо аномальными явлениями.

В течение последних десятилетий геолого-технические службы ежегодно рассматривают реальные геологические условия месторождений, на которых ведутся работы по бурению скважин, с целью исключить возможность риска возникновения ГНВП. Знание геолого-технических условий, знание персоналом буровых бригад своих обязанностей, принятые проектные решения, проведение организационно-технических мероприятий при строительстве скважин, контроль со стороны вышестоящих органов и систематический анализ производственной деятельности предполагает обеспечение уровня приемлемого индивидуального и коллективного риска и достаточную безопасность производства.

16.2 Анализ рисков возникновения аварийных ситуаций при строительстве и эксплуатации нового технологического оборудования установок и трубопроводов

16.2.1 Аварийные ситуации, обусловленные природными факторами

Под природными факторами понимаются разрушительные явления, вызванные природно-климатическими причинами, которые не контролируются человеком. Иными словами, при возникновении природной чрезвычайной ситуации возникает опасность саморазрушения окружающей среды.

К природным факторам относятся:

- землетрясения;
- ураганные ветры;
- повышенные атмосферные осадки и грозовые явления.

Согласно данным сейсмического районирования территория прохождения трубопровода не входит в зону риска по сейсмоактивности.

В соответствии с СП РК 2.03-30-2017, сейсмичность участков строительства опреснительного завода составляет 6 баллов по шкале Рихтера. Землетрясение может разрушить разработанную стабильность системы и подстилающие структуры, серьезный ущерб инфраструктуре маловероятен. Вероятность возникновения землетрясения с силой 7-9 баллов, которое может привести к значительным разрушениям, пренебрежимо мала.



В результате неблагоприятных метеоусловий, таких как сильные ураганные ветры, повышенные атмосферные осадки, могут произойти частичные повреждения оборудования, кабельных линий электропередач.

Описываемая территория расположена в условиях резко континентального климата, с жарким и сухим летом и умеренно холодной и малоснежной зимой. Вероятность возникновения указанных чрезвычайных ситуаций незначительная, за исключением ветров ураганной силы и пожаров. Пожары могут быть инициированы как природными факторами (грозы), так и неосторожным обращением персонала с огнем и нарушением правил техники безопасности.

16.2.2 Аварийные ситуации, обусловленные антропогенными факторами при строительстве

Наиболее вероятными аварийными ситуациями, которые могут возникнуть и существенным образом повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются:

- аварии с автотранспортной техникой;
- аварии и пожары на оборудовании, разливы ГСМ при проведении строительных работ.

Аварийные ситуации с автотранспортной техникой

При оценке риска намечаемой деятельности на планируемой территории можно выделить такие потенциально опасные объекты, как строительная спецтехника и автотранспорт.

В производственном процессе участвуют и используются:

- дизельное топливо для спецтехники и автотранспорта, отнесенное к категории взрыво-пожароопасных и вредных веществ;
- оборудование с вращающимися частями;
- 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.

16.2.3 Мероприятия по предотвращению аварийных ситуаций в период строительно-монтажных работ

Осуществление строительно-монтажных работ будет вестись поэтапно и по степени экологической опасности последствий является безопасным производственным процессом, и аварийные ситуации могут быть связаны только с неисправным технологическим оборудованием и техникой, что напрямую связано с человеческим фактором. Строительные работы не требуют обязательной оценки экологического риска, но так как в процессе работ используются пожароопасные вещества (дизельное топливо, ГСМ), поэтому далее будет рассматриваться вероятность возникновения аварийных ситуаций.

Основными мероприятиями, направленными на предотвращение аварийных ситуаций, при строительных работах являются:

- профилактический осмотр спецтехники и автотранспорта;
- при нарастании неблагоприятных метеорологических условий – прекращение строительных работ на площадке.

При аварийных утечках дизельного топлива и ГСМ с учетом запроектированных требований к строительству площадки, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду.

Возникновение таких аварийных ситуаций маловероятно из-за высокой степени автоматического контроля за технологическим режимом. Кроме этого, такие предполагаемые аварийные ситуации будут, безусловно, разнесены во времени и пространстве, и наложение одной аварийной ситуации на другую также маловероятно.

При соблюдении правил техники безопасности и правил технической эксплуатации на всех участках работ, при регулярных проверках оборудования аварийные выбросы сводятся к минимуму или исключаются полностью.



16.2.4 Анализ возможных аварий в период эксплуатации объектов

При эксплуатации нефтегазового месторождения, входящего в предохранительную зону моря (ст.226 ЭК РК) необходимо соблюдать требования статьи 398 ЭК РК.

Наиболее вероятными аварийными ситуациями, которые могут возникнуть при эксплуатации, являются:

- выброс газа при разгерметизации газопровода;
- разливы нефти и пластовых вод при разгерметизации технологического оборудования и трубопроводов.

Разгерметизация трубопроводов и технологического оборудования возможна в случае превышения давления при нарушении условий ведения техпроцесса.

Степень риска для каждого объекта зависит как от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами.

Техногенные факторы потенциально более опасны. Они могут привести к разливу нефти и пластовой воды, выбросу в атмосферу природного газа. Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

При наиболее экологически опасных авариях выброс газа, разлив нефти с возгоранием, воздействия будут оказываться на все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, почвенный слой, растительность и животный мир. В результате аварии в атмосферу будет выброшен значительный объем продуктов горения. Высокая рассеивающая способность атмосферы региона не будет способствовать локальному накоплению продуктов сгорания, однако в непосредственной близости от места аварии, вероятнее всего, будет иметь место кратное превышение ПДК по оксидам азота и углерода.

Воздействие на почвы может выразиться в ликвидации почвенного слоя в месте горения (за территорией промплощадок скважин), в обжиге грунтов поверхностного слоя и выгорании гумуса, что повлечет за собой утрату структуры почв и плодородия.

В радиусе нескольких сот метров может выгореть растительность, однако на следующий сезон она полностью восстанавливается за исключением эпицентра пожара, где плодородные свойства почв будут утрачены.

В результате такой аварии погибнут практически все насекомые, пресмыкающиеся и грызуны, находящиеся в эпицентре аварии. После ликвидации аварии насекомые и грызуны, как правило, вновь осваивают нарушенные местообитания при условии восстановления там кормовой базы в течение следующего сезона. Воздействие на наземных млекопитающих и птиц будет значительно меньше, они в силу своей мобильности покинут зону бедствия.

Данный сценарий аварий отражает самый пессимистический вариант и оценивается как маловероятный.



Однако теоретическая вероятность события существует, и для минимизации последствий подобной чрезвычайной ситуации должен быть разработан детальный технический план ликвидации аварии, сценарии действия членов буровых бригад, проведены учения и подготовлены необходимые средства и материалы для реабилитации нарушенных участков.

Оценка уровня экологического риска для каждого сценария аварии определяется исходя из приведенной матрицы в таблице 16.3.

Предлагаемые матрицы – это специальные таблицы, где столбцы соответствуют компонентам окружающей среды, в которых проявились негативные последствия намечаемой деятельности, а строки соответствуют градациям уровням тяжести этих последствий. На пересечении строк и столбцов, при помощи условных значков (например, значка «х») и отражается уровень риска.

В матрице экологического риска, показанной в таблице 16.3, используются баллы значимости воздействия, полученные при оценке воздействия аварий.

Если вероятность появления конкретного воздействия крайне мала, то даже при высокой значимости воздействия, вероятность негативных последствий может соответствовать низкому экологическому риску (терпимый риск).

В матрице использована следующая градация риска:

- В - высокая величина риска;
- С - средняя величина риска;
- Н - низкая величина риска.

В соответствии с международной практикой маркировки опасностей (риска), наиболее высокий риск можно маркировать красным цветом, средний – желтым и низкий – зеленым.

Аварии, для которых характерна частота возникновения первой и второй градации, маловероятны в течение срока производственной деятельности предприятия.

Аварии, характеризующиеся средней и высокой вероятностью, возможны в течение срока производственной деятельности.

Аварии с очень высокой вероятностью случаются в среднем чаще, чем раз в год. По вертикали, как уже сказано, в матрице показана степень изменения компонентов окружающей среды.

Каждой степени изменения соответствует значимость воздействия, которая определяется по методике оценки воздействия для штатной ситуации.

Таблица 16.3- Матрица оценки уровня экологического риска

Значимость воздействия, балл	Компоненты природной среды	Частота аварий (число случаев в год)					
		$<10^{-6}$	$\geq 10^{-6} < 10^{-4}$	$\geq 10^{-4} < 10^{-3}$	$\geq 10^{-3} < 10^{-1}$	$\geq 10^{-1} < 1$	≥ 1
		Практически невозможная (невероятная) авария	Редкая (Неправдоподобная) авария	Маловероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая авария
0-10		Н	Н	Н	Н	Н	Н
11-21		Н	Н	Н	Н	С	С
22-32		Н	Н	Н	С	С	В
33-43		Н	Н	С	С	В	В
44-54		Н	С	С	В	В	В
55-64		С	С	В	В	В	В

Результирующий уровень экологического риска для каждого сценария аварий определялся следующим образом:

– *Низкий* – приемлемый риск/воздействие;



– *Средний* – риск/воздействие приемлем, если соответствующим образом управляем;

– *Высокий* – риск/воздействие неприемлем.

Таблица 16.4- Сводная таблица результатов оценки экологического риска

Значимость воздействия, в баллах	Компоненты природной среды					Частота аварий					
	Атмосферный воздух	Почва	Подземные воды	Растительность	Животный мир	<10 ⁻⁶	10 ⁻⁶ <10 ⁻⁴	10 ⁻⁴ <10 ⁻³	10 ⁻³ <10 ⁻¹	10 ⁻¹ <1	≥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*.

16.2.5 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль, а также:

- строгое выполнение проектных решений при проведении строительных работ;
- обязательное соблюдение всех правил эксплуатации технологического оборудования при строительстве и эксплуатации объектов;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге;
- контроль за наличием спасательного и защитного оборудования и умением персонала им пользоваться;
- своевременное устранение утечки во время работы механизмов;
- использование контейнеров для сбора отходов производства и потребления.

Компания в полной мере должна осознавать свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ на заводе и взаимодействовать с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность и здоровье населения и своих работников. На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.



Предприятием должен быть разработан План ликвидации аварий (ПЛА), в котором с учетом специфичных условий 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 Гортехнадзором РК.

При разработке плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций должны быть учтены следующие аспекты:

- положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

В рамках данного проекта техническими решениями для предупреждения развития аварий и локализации аварийных выбросов на технологических установках предусмотрено следующее:

- герметизированная схема технологического процесса;
- обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов, арматуры и трубопроводов,
- высокий уровень автоматизации производственных процессов и дистанционный контроль (системы аварийного оповещения и связи),
- размещение вредных и взрывопожарных производств в отдельных помещениях и на открытых площадках;
- технологические методы защиты от коррозии,
- после сдачи проектируемых объектов в эксплуатацию будет производиться жесткий контроль за изменением толщины стенки трубопровода, появлением микротрещин наземного оборудования и трубопроводов.

Применяемое оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию технологических аппаратов, узлов, коммуникаций. Размещение запорной арматуры обеспечивает удобное и безопасное обслуживание.

Все технологические трубопроводы после монтажа подвергаются контролю сварных стыков и гидравлическому испытанию.

Все площадки будут выполнены с твердым покрытием и устройствами для сбора дренажа.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные данным проектом, полностью соответствуют экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- использование новейших природосберегающих технологий;



- сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

В случае 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.

Перечень неотложных мероприятий по ликвидации аварии при проведении проектных работ приведен в таблице 16.5.

Таблица 16.5 - Мероприятия по ликвидации аварий

Перечень мероприятий	Сроки проведения
1. Ликвидировать (отключить, перекрыть, заглушить) источник выделения нефтепродукта, газа.	в течение 1 суток
2. Локализовать разлив, преградив растекание нефтепродукта по поверхности земли сооружением валов, насыпей, дамб, прокладкой сборных канав, устройством ям-ловушек.	в течение 2-х суток
3. Выполнить противопожарное устройство участка, оградив базовый лагерь лигнерализованными полосами шириной не менее 1,4 м, установить предупредительные знаки о запрете сжигания, разведения огня, организовать сторожевую охрану.	в течение 2-х суток
4. Осуществить сбор замазученного грунта и вывоз в пункты утилизации.	в течение 10 суток

После устранения аварийной ситуации на предприятии должны быть откорректированы мероприятия по предупреждению подобных ситуаций. План детализации мониторинга должен быть разработан в составе комплекса мероприятий по ликвидации последствий аварии в зависимости от ее характера и масштабов после получения результатов обследования и будет согласовываться в оперативном порядке координатором работ по ликвидации аварийной ситуации. После ликвидации аварийной ситуации вышеуказанные виды наблюдений переходят на постоянно действующий режим мониторинга со сгущением точек наблюдений (отбора проб) в границах зоны влияния аварии. Данные наблюдения проводятся на протяжении цикла реабилитации территории, в том числе в течение двух лет после её завершения.

Технические решения, предусмотренные в проекте, обеспечивают безопасность, учитывают все возможные чрезвычайные ситуации, а также мероприятия по повышению промышленной безопасности, позволяют свести вероятность появления любой аварийной ситуации к минимуму. Технологическое оборудование проектируемых объектов и всего предприятия в целом должно соответствовать требованиям действующих нормативных документов, что значительно снизит вероятность возникновения аварий.

Своевременное и качественное проведение осмотров, регулировок, ревизий и ремонтов оборудования и приспособлений, соблюдение правил безопасности и производственных инструкций, своевременное проведение инструктажей приведет к исключению возникновения аварий.



16.2.6 Разработка плана действий в чрезвычайных ситуациях по индивидуальному предупреждению и (или) ликвидации последствий загрязнения окружающей среды (загрязнения земельных ресурсов, атмосферного воздуха и водных ресурсов)

Согласно ст. 211 ЭК РК при возникновении аварийной ситуации на объектах I и II категорий, в результате которой происходит или может произойти нарушение установленных экологических нормативов, оператор объекта безотлагательно, но в любом случае в срок не более двух часов с момента обнаружения аварийной ситуации обязан сообщить об этом в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и предпринять все необходимые меры по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха вплоть до частичной или полной остановки эксплуатации соответствующих стационарных источников или объекта в целом, а также по устранению негативных последствий для окружающей среды, вызванных такой аварийной ситуацией.

Предприятием должен быть разработан *План ликвидации аварий* (ПЛА), в котором с учетом специфичных условий 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 неплановых аварийных ситуаций должны быть учтены следующие аспекты:

- положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

На случай возникновения неконтролируемой ситуации на всех объектах, в каждом подразделении АО «ММГ» разработаны и действуют Планы ликвидации аварий, в которых определены организация и проведение аварийно-восстановительных работ, в т.ч. по ликвидации последствий загрязнения окружающей среды, определены обязанности должностных лиц, участвующих в ликвидации аварий. В данный план разработан с учетом требований

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 закона «О гражданской защите» и Экологического кодекса РК при аварийных ситуациях предприятие должно оповестить следующие государственные органы:

- Департамент экологии по Мангистауской области, тел.: 8(7292) 301289, 301293
- Департамент по чрезвычайным ситуациям Мангистауской области, тел.: 8(7292) 426844
- ГУ «Служба пожаротушения и аварийно-спасательных работ ДЧС по Мангистауской области МЧС РК», тел.: 8 (7292) 507992, 303200
- Филиал ГУ центр медицины катастроф МЧС РК по Мангистауской области, тел.: 8(7292) 441014
- Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности МЧС РК по Мангистауской области, тел. 8(7292) 52-66-93.
- МФ «Ак Берен» ТОО «РЦШ ПВАСС», тел. 8(7292) 30-12-30
- Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Мангистауской области, тел. 8(7292) 501909.

При загрязнении почвы и угрозе поступления загрязняющих веществ в подземные воды в результате аварийного разлива пластовых вод, нефти и нефтепродуктов, химреагентов:

- обеспечить оперативную локализацию источника (сооружение земляного амбара или дамбы для предотвращения растекания жидкости),
- сбор разлитых пластовых вод, нефти и нефтепродуктов, химреагентов (использование сорбирующих материалов)
- уборка территории,
- рекультивация мест аварийного загрязнения,
- передача отходов на утилизацию/переработку,
- учет масштабов загрязнения, заполнение актов, журналов.

При аварийных выбросах в атмосферный воздух:

- оперативное устранение источника аварийного выброса, активирование, учет масштабов загрязнения,
- проведение аналитических/лабораторных исследований воздуха района загрязнения,
- предоставление всех актов и иной информации по аварийной ситуации в государственные органы.



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

Природоохранные мероприятия должны быть направлены на сведение к минимуму негативного воздействия процесса строительства запроектированных объектов окружающей природной среды.

17.1 Меры по сокращению воздействия на атмосферный воздух

Основными принятыми в проекте мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных веществ и обеспечения безопасных условий труда, являются следующие мероприятия:

- в соответствии с п. 17 ст. 274 Экологического кодекса в водоохранной зоне бурение скважин необходимо осуществлять с помощью буровых установок на электроприводе от внешних сетей. Если бурение будет проводиться буровой установкой от генератора с дизельным топливом и дизельным приводом, то выпуск неочищенных выхлопных газов в атмосферу с таких установок должен быть снижен до минимума;
 - 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 таррах;
 - размещение источников выбросов загрязняющих веществ на площадке с учетом преобладающего направления ветра;
 - строго соблюдать технологический регламент работы на стационарных дизельных установках;
 - проверка двигателей автотранспорта на токсичность;
 - своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики оборудования;
 - упорядоченное движение транспорта на территории месторождения;
 - пылеподавление на всех этапах строительства и эксплуатации;
 - упорядоченное движение транспорта на территории месторождения и за его пределами - для транспортировки оборудования, отходов, и др. грузов вне населенных пунктов;
 - 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%,

- в соответствии с п. 74, 75 Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации и ремонте резервуаров для нефти и нефтепродуктов, утв. Приказом Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 15 июня 2021 года №286. предусмотрены при наливе углеводородов (нефти, ГСМ и др) в резервуары и автоцистерны методом «под слой», а также оснащение резервуаров газо-уравнительной системой

- 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.

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 Каламкас.

17.2 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.

- 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 водопоявления на буровой должна быть предусмотрена система сбора, хранения и транспортировки сильноминерализованных вод к месту их утилизации;

- отстоянные минерализованные сточные воды должны утилизироваться;

- допускается повторное использование отработанных буровых растворов при приготовлении новых порций буровых растворов для проходки нижележащих интервалов с целью снижения объемов накопления жидких отходов;

- допускается использование оставшихся по окончании бурения скважины



бурового раствора, жидкости для глушения, буровых сточных вод и др. при бурении других скважин и ремонте после соответствующей очистки и обработки. При невозможности осуществления их дальнейшего использования (большие расстояния между скважинами и др.) они должны утилизироваться.

17.3 Меры по защите поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

При соблюдении технологии строительства и эксплуатации запроектированных сооружений влияние на поверхностные и подземные воды оказываться не будет. Проектные решения предусматривают ряд мероприятий по охране и рациональному использованию водных ресурсов, которые до минимума снизят отрицательное воздействие производства на поверхностные и подземные воды:

при строительстве:

- использование существующих дорог;
- ограничение площадей занимаемых строительной техникой;
- хранение стройматериалов на специальной оборудованной площадке;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов.

при эксплуатации:

Забор воды из водных источников осуществляется в соответствии с полученными Разрешениями на спец. Водопользование, при этом соблюдаются все требования п. 1.2 ст. 221 ЭК.

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.

Принятая конструкция скважины не допускает гидроразрывов пород при бурении, это предотвращает загрязнение подземных вод. Для изоляции верхних горизонтов предусматривается кондуктор, который цементируется до устья. Необходимые меры для охраны подземных вод:

- проверять качество крепления скважин АКЦ в целях предотвращения вертикальных заколонных перетоков;
- предусмотреть замкнутый цикл использования бурового раствора в циркуляционной системе буровой, не допущение выброса бурового раствора и загрязнения подземных вод;
- бурение скважины осуществлять в строгом соответствии с утвержденным ГТН для предотвращения возможного открытого фонтанирования,;
- своевременно устранять течи смазывающих веществ, ГСМ и продуктов их отработки и не допускать загрязнения подземных вод;



- хранение и использование химических реагентов производить в специально отведенных местах;
- применять контейнера для хранения и складирования сыпучих веществ;
- жидкие химические реагенты доставлять на буровую в специальных контейнерах, а сухие – в контейнерах и мешках;
- при испытании и освоении скважины возможен выброс углеводородов при фонтанировании или вызове притока, поэтому на территории площадки бурения предусмотреть емкость для временного хранения пластовой жидкости;
- обеспечение раздельной системы сбора отходов бурения и тщательный контроль за появлением загрязнителей-репрезентантов в сопредельных средах.

Дополнительно предусмотреть:

- устройство защитной гидроизоляции сооружений, являющихся потенциальными источниками загрязнения подземных вод
- осуществление мер по предотвращению и ликвидации утечек сточных вод и загрязняющих веществ с поверхности земли в горизонты подземных вод
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- обязательно ежеквартально должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

При возможных аварийных ситуациях предусмотреть:

- Обваловывание участка с разлившимися ЗВ и присыпку его песчано-цементной смесью, уменьшающей фильтрацию компонентов;
- Откачку жидкости из обвалованного участка и удаление нефти с почв.

17.4 Меры по сокращению воздействия на геологическую среду и недра

При бурении скважин на нефтяных месторождениях должны проводиться мероприятия, обеспечивающие сохранение геологической среды и охрану недр, эти мероприятия включают:

- предотвращение открытого фонтанирования, грифонообразования, поглощений промывочной жидкости, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважины;
- надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных пластов по всему вскрытому разрезу;
- необходимую герметичность всех технических и обсадных колонн труб, спущенных в скважину, их качественное цементирование;
- предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, крепление и освоении.

Мероприятия по охране недр при строительстве скважины должны быть направлены на предотвращение загрязнения земли, поверхностных и подземных вод буровыми растворами, химреагентами, нефтепродуктами, минерализованными водами.

Освоение скважин после бурения должно производиться при оборудовании устья скважины герметизирующим устройством, предотвращающим разлив жидкости, открытое фонтанирование.



При обводнении скважин, помимо контроля за обводненностью их продукции, необходимо провести специальные геофизические и гидрогеологические исследования для определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания.

17.5 Меры по 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.

АО «ММГ» ежегодно при разработке плана природоохранных мероприятий предусматривается озеленение территории месторождения.

17.6. 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 нефтепродуктов, проложить фиксированную систему дорог и подъездных путей на месторождении;
- исключить изливание пластовых вод при испытании;
- проводить работы по озеленению территории;
- запретить преследование и уничтожение полезных видов животных (включая и браконьерство) путем издания соответствующего приказа по предприятию согласно законодательству по охране и использованию животного мира Казахстана;



- избегать уничтожения или разрушения гнезд, нор на близлежащей территории;
- сократить до минимума передвижения автотранспорта в ночное время;
- произвести ограждение всех технологических площадок и исключить случайное попадание животных на промплощадку;
- для защиты птиц от поражения электрическим током, применять «холостые» изоляторы;
- запретить кормление диких животных персоналом, а также в надлежащем порядке хранить отходы, являющиеся приманкой для диких животных.

17.6.1. 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 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).

Территория месторождения Каламкас не входит в границы Государственной заповедной зоны северной части Каспийского моря. Все месторождение от Каспийского моря ограждено защитной дамбой и ни одна скважина не расположена за защитной дамбой. Но учитывая, что намечаемая деятельность будет затрагивать



территории водоохранной зоны, так как строительство некоторой части проектируемых скважин будет проходить в водоохранной зоне Каспийского моря, при этом необходимо руководствоваться статьями 273, 274, 278 ЭК РК при производстве строительных работ.

Начиная строительные работы необходимо учитывать сезон гнездования птиц, и период послегнездовых кочевок во время осенней и весенней миграции. Весенняя миграция птиц проходит с начала марта до конца мая. В зависимости от условий зимы массовые миграции водоплавающих и околоводных птиц проходят в середине или конце марта. Осенняя миграция птиц в исследуемом районе проходит с конца августа по начало ноября.

При реализации рекомендуемого варианта № 4 планируется пробурить 392 скважины. Часть новых проектируемых скважин будет входить в водоохранную зону Каспийского моря, определенную в размере 2000 м согласно ст. 270 ЭК РК. При этом ближайшее расстояние от Каспийского моря до проектируемого объекта составит 763м (проектная скважина № 8378, список скважин с расстоянием до дамбы представлен в Приложении 7).

17.7. 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:

- буровой раствор, оставшийся после окончания бурения скважин, использовать повторно для бурения последующих скважин;
- при демонтаже складов ГСМ - убрать загрязненные участки;
- всю площадку после окончания бурения и испытания скважин спланировать.

17.8 Мероприятий по управлению отходами

Образователи и владельцы отходов несут ответственность за обеспечение надлежащего управления отходами с момента их образования до момента передачи во владение лица, осуществляющего операции по восстановлению или удалению отходов на основании лицензии.

Согласно статье 319 Экологического кодекса Республики Казахстан под **управлением отходами** понимаются операции, осуществляемые в отношении отходов с момента их образования до окончательного удаления.

В соответствии со статьей 327 ЭК физические и юридические лица, в процессе хозяйственной деятельности которых образуются отходы обязаны выполнять операции по управлению отходами таким образом, чтобы не создавать угрозу причинения вреда жизни и (или) здоровью людей, экологического ущерба, и, в частности, без:

- 1) риска для вод, в том числе подземных, атмосферного воздуха, почв, животного и растительного мира;



2) отрицательного влияния на ландшафты и особо охраняемые природные территории.

Анализ текущего состояния управления отходами

На месторождениях недропользователей существует определенная система сбора, накопления, хранения и вывоза отходов. Отходы, образующиеся при нормальном режиме работы предприятия, накапливаются в местах их образования, собираются в контейнеры/емкости и хранятся на специально отведенных для этих целей местах/площадках (*не более шести месяцев*). В целях упрощения дальнейшего специализированного управления отходами предусматривается отдельный сбор отходов по видам или группам. Отходы собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого вида отходов, с последующим вывозом самостоятельно или специализированными субъектами путем заключения соответствующих договоров для их дальнейшего восстановления или удаления.

Специализированная компания при обращении с отходами производства и потребления обязана соблюдать требования экологического законодательства РК. Перевозка всех отходов производится под строгим контролем, и движение всех отходов регистрируется (т.е. вид, количество, характеристика, маршрут, маркировка, категория, отправная точка, место назначения).

17.8.1 Операции по управлению отходами

Накопление и сбор отходов

На производственном объекте, на территории буровой площадки накопление отходов производится на специально отведенных площадках (местах накопления отходов), соответствующих классу опасности отходов. Отходы по мере их накопления собирают 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 отдельного 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:



- Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла) накапливается в герметических закрытых металлических/пластиковых емкостях на специальной площадке временного накопления отходов.
- Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь) – накапливается в закрытых металлических/пластиковых контейнерах на участках образования.
- Буровые отходы накапливаются в металлических емкостях (25м³) на площадке буровых установок, по мере наполнения загружаются в спецавтотранспорт и вывозятся по договору.
- Смешанные металлы (металлолом) собираются в специальные металлические контейнеры, откуда их автопогрузчиком перегружают в автотранспорт и доставляют на место восстановления.
- Отходы сварки (огарки сварочных электродов) и отработанная собираются в металлические/пластиковые контейнера на специальной площадке временного накопления отходов.
- 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.

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 емкостях, 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 бурения скважин будут вывозиться на переработку/утилизацию в соответствии с программой управления отходами на предприятии для АО «ММГ» ПУ «Каламкасмунайгаз».

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

- Отходы бурения - вывоз спецавтотранспортом в специализированную компанию на переработку/утилизацию термическим, физико-химическим или биологическим методами на специализированных установках по переработке буровых и нефтесодержащих отходов, либо любыми другими методами, разрешенными к применению в РК.
- Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла) 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 ежегодно по итогам проводимого тендера.

17.8.2 Рекомендации по управлению отходами

В соответствии со ст.335 Экологического Кодекса РК «операторы объектов I и (или) II категорий, а также лица, осуществляющие операции по сортировке, обработке, в том числе по обезвреживанию, восстановлению и (или) удалению отходов, обязаны разрабатывать программу управления отходами в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды».

Программа управления отходами разрабатывается в соответствии с принципом иерархии и должна содержать сведения об объеме и составе образуемых и (или) получаемых от третьих лиц отходов, способах их накопления, сбора, транспортировки, обезвреживания, восстановления и удаления, а также описание предлагаемых мер по сокращению образования отходов, увеличению доли их повторного использования, переработки и утилизации.

Для функционирования системы управления отходами на предприятии необходимы анализ и оценка экологических решений по обращению с отходами на всех стадиях «жизненного цикла», которые могут быть идентифицированы и структурированы по видам техногенного воздействия на окружающую среду. В данном разделе приведены этапы технологического цикла отходов – от их образования до удаления или захоронения.

Для снижения воздействия на окружающую среду отходов производства и потребления на предприятии предусматриваются следующие эффективные меры:

- обеспечение сбора, хранения и удаления отходов в соответствии с требованиями охраны окружающей среды: временное складирование отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;
- изоляция отходов высокой степени опасности;
- разделение несовместимых отходов;
- недопущение смешивания опасных отходов;
- осуществление транспортировки отходов с использованием специальных транспортных средств, оборудованных для данной цели;
- составление паспортов отходов;



- проведение периодического аудита системы управления отходами;
- максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве;
- принятие мер предосторожности и проведение ежедневных 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.

При соблюдении всех предложенных решений и мероприятий образование и складирование отходов будет безопасным для окружающей среды.

В АО «ММГ» применяются меры по предотвращению образования отходов и управлению образовавшимися отходами, основывающиеся на иерархии в порядке убывания их предпочтительности в интересах охраны окружающей среды:

- предотвращение образования отходов;
- подготовка отходов к повторному использованию (операции по сортировке, обработке и накоплению образованных отходов);
- переработка, утилизация и удаление отходов согласно договорам, со специализированными организациями.

Деятельность АО «ММГ» 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.

17.9. 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.

Воздействия шумовых эффектов в процессе строительства скважин будет значительным и прекратится после окончания этих работ.



Таблица 17.1 -План мероприятий по реализации программы управления отходами

№	Мероприятия	Показатель (качественный/количественный)	Форма завершения	Ответственные за исполнение	Срок исполнения	Источники финансирования
1	2	3	4	5	6	7
1	Повторное использование отработанного масла на объектах предприятия	<i>Количественный показатель:</i> уменьшение количества объема отходов на 1% (из 100% образующихся отходов); <i>Качественный показатель:</i> Снижение загрязнения территории объектов при временном хранении отхода	Сырье, повторно используемое в производственном процессе	Начальник участка, инженер-эколог, инженер по ГСМ	Постоянно	Собственные средства компании
2	Обустройство мест временного хранения образующихся отходов на площадке (покупка дополнительных контейнеров, емкостей, урн)	100% организация и оборудование мест временного хранения отходов, отвечающих предъявляемым требованиям будет способствовать снижению загрязнения окружающей среды	Акт выполненных работ, отчет эколога предприятия	Начальник участка, отдел экологии	По мере необходимости	Собственные средства компании
3	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
4	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 СМР	Собственные средства компании
5	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
6	Недопущение проливов ГСМ	100% исключение образования замазученного грунта на территории месторождения	Дефектный акт ремонта установок/оборудования, автотранспорта	Инженер-механик, отдел экологии	Постоянно	Собственные средства компании

18. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ

Основные определения по биологическому разнообразию

Биологическое разнообразие (статья 239 ЭК РК) означает вариабельность живых организмов из всех источников, в том числе наземных, морских и иных водных экосистем и экологических комплексов, частью которых они являются, и включает в себя разнообразие в рамках вида, между видами и разнообразие экосистем.

Под экологической системой (экосистемой) понимается являющийся объективно существующей частью природной среды динамичный комплекс сообществ растений, животных и иных организмов, неживой среды их обитания, взаимодействующих как единое функциональное целое и связанных между собой обменом веществом и энергией, который имеет пространственно-территориальные границы.

Под средой обитания понимается тип местности или место естественного обитания того или иного организма или популяции.

Под природным ландшафтом понимается территория, которая не подверглась изменению в результате деятельности человека и характеризуется сочетанием определенных типов рельефа местности, почв, растительности, сформированных в единых климатических условиях.

Под биологическими ресурсами понимаются генетические ресурсы, организмы или их части, популяции или любые другие биотические компоненты экологических систем, имеющие фактическую или потенциальную полезность либо ценность для человечества.

Согласно п.1 статьи 240 ЭК в целях сохранения биоразнообразия применяется следующая иерархия мер в порядке убывания их предпочтительности:

- первоочередными являются меры по предотвращению негативного воздействия;
- когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить, должны быть приняты меры по его минимизации;
- когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить или свести к минимуму, должны быть приняты меры по смягчению его последствий;
- в той части, в которой негативные воздействия на биоразнообразие не были предупреждены, сведены к минимуму или смягчены, должны быть приняты меры по компенсации потери биоразнообразия.

Под мерами по предотвращению негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на то, чтобы с самого раннего этапа планирования деятельности и в течение всего периода ее осуществления избегать любые воздействия на биоразнообразие.

Под мерами по минимизации негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры по сокращению продолжительности, интенсивности и (или) уровня воздействий (прямых и косвенных), которые не были предотвращены.

Под мерами по смягчению последствий негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на создание благоприятных условий для сохранения и восстановления биоразнообразия.

Согласно статьи 241 ЭК потерей биоразнообразия признается исчезновение или существенное сокращение популяций вида растительного и (или) животного мира на определенной территории (в акватории) в результате антропогенных воздействий.



Согласно п. 5 статьи 239 ЭК запрещается деятельность, вызывающая угрозу уничтожения генетического фонда живых организмов, потерю биоразнообразия и нарушение устойчивого функционирования экологических систем.

Меры по сохранению и компенсации потери биоразнообразия

В проекте выполнена предварительная идентификация и оценка наиболее вероятных неблагоприятных воздействий на компоненты окружающей природной среды.

Как упоминалось ранее, в разделе 9, проект реализуется на территории, преобразованной в результате хозяйственной деятельности. Проектируемые работы будут происходить на территории действующего месторождения Каламкас. 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 Каламкас 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 Каламкас учтены требования экологических норм, применяемая технология бурения соответствует современному уровню развития науки и промышленности и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию запроектированных объектов при соблюдении предусмотренных мероприятий.

Более подробный перечень природоохранных мероприятия при реализации намечаемой деятельности представлен в разделе 17.

В результате проведенной оценки воздействия установлено, что в целом воздействие на окружающую среду от реализации проекта будет средней (допустимой) значимости, а результат социально-экономического воздействия будет иметь позитивный эффект.

Таким образом, реализация проектных решений при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и незначительно повлияет на абиотические и биотические связи территории, с учетом того, что данная территория уже подвержена антропогенному вмешательству.

Проведенная оценка воздействия на окружающую среду позволяет сделать следующие выводы:



-Негативные воздействия намечаемой деятельности на биоразнообразие не выявлены.

-В процессе проведения оценки воздействия на окружающую среду проектируемой деятельности выявлено, что и на стадии строительства, и на стадии эксплуатации отсутствуют риски утраты биоразнообразия.

-Реализация намечаемой деятельности не приведет:

-к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся редкими или уникальными, и имеется риск их уничтожения и невозможности воспроизводства;

-к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся составной частью уникального ландшафта, и имеется риск его уничтожения и невозможности восстановления;

-к потере биоразнообразия из-за отсутствия участков с условиями, пригодными для компенсации потери биоразнообразия без ухудшения состояния экосистем;

-к потере биоразнообразия из-за отсутствия соответствующей современному уровню технологии.

В связи с вышесказанным, проведение оценки потери биоразнообразия и разработка мероприятий по их компенсации не требуется.

Компенсация потери биоразнообразия по данному проекту также не требуется, поскольку отсутствует биоразнообразие, утраченное в результате осуществленной деятельности.



19. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Воздействия, которые приводят к постоянному изменению состояния компонента окружающей среды, называют необратимыми.

Воздействия, которые приводят к изменениям, способным вернуться в исходное состояние в результате проведения мероприятий по смягчению воздействия/восстановлению компонента окружающей среды или благодаря естественному возобновлению называют обратимыми.

Характеристика воздействия по критерию «обратимость» представлена в таблице 19.1.

Таблица 19.1- Характеристика обратимости воздействия

Критерий	Характеристика воздействия	Определение
Обратимость	Необратимое	Воздействие, вызывающее постоянное изменение для затрагиваемого компонента окружающей среды
	Обратимое	Восстановление первоначального состояния компонента окружающей среды в результате принятия корректирующих/компенсационных мер и (или) естественного самовосстановления. Необходимо учитывать продолжительность воздействия и восстановления.

Соответствие величины интегральной оценки и категории значимости воздействий приведено в таблице 19.2.

Таблица 19.2- Градации значимости воздействий

Категории воздействия, балл			Интегральная оценка, балл	Категории значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		баллы	значимость
Локальный 1	Кратковременный 1	Незначительная 1	1	1-8	Воздействие низкой значимости
Ограниченный 2	Продолжительный 2	Слабая 2	8		Воздействие средней значимости
Местный 3	Продолжительный 3	Умеренная 3	27	9-27	
Региональный 4	Многолетний 4	Сильная 4	64	28-64	Воздействие высокой значимости

В таблице 18.3 представлены результаты проведенной оценки величины воздействия по градации интенсивности воздействия. При помощи полученных на предыдущем этапе результатов оценки показателей можно охарактеризовать величину самого воздействия с разделением на следующие уровни - незначительное, слабое, умеренное, сильное и вероятность возникновения необратимых последствий.



Таблица 19.3- Результаты проведенной оценки воздействия по интенсивности воздействия

Градация	Описание интенсивности воздействия	Компонент окружающей среды
Незначительное воздействие	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости	Ландшафты
Слабое воздействие	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается. Распространение: локальное Продолжительность: продолжительное / многолетнее Обратимость: обратимое	Атмосферный воздух Подземные воды Почвы, Растительный покров Животный мир Недра
Умеренное воздействие	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению Распространение: локальное Продолжительность: продолжительное / многолетнее Обратимость: обратимое / необратимое	Физические воздействия
Сильное воздействие	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и экосистем. Компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению	Не выявлено

В Таблице 19.3 отражены все основные характеристики (определения), используемые для классификации каждого воздействия по его значимости (от незначительного до сильного уровня значимости).

Установлено, что во время намечаемой деятельности будет преобладать слабое воздействие.

Умеренные негативные воздействия будут отмечаться преимущественно для физических факторов.

Воздействие высокой значимости не выявлено.

Ожидаемые воздействия не приведут к необратимым изменениям экосистем.

Оценка воздействия на окружающую среду показывает, что реализация проекта не окажет критического или необратимого воздействия на окружающую среду территории, которая окажется под воздействием данного проекта.



20. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

В соответствии со статьей 182 п. 1 Экологического кодекса РК от 2 января 2021 г. № 400-VI ЗРК «Операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль».

В соответствии с требованиями статьи 183 Экологического Кодекса РК производственный экологический контроль проводится на основе программы производственного экологического контроля, являющейся частью экологического разрешения, а также программы повышения экологической эффективности.

Целью производственного экологического контроля состояния окружающей среды является создание информационной базы, позволяющей осуществлять производственные и иные процессы на «экологически безопасном» уровне, а также решать весь комплекс природоохранных задач, возникающих в результате деятельности предприятия.

На каждом предприятии разрабатывается Программа производственного экологического контроля. Программа ПЭК на предприятии является основным информационным звеном в системе управления окружающей средой. В Программе ПЭК для объектов предприятия определяются основные направления и общая методология мониторинговых работ по компонентам окружающей среды: атмосферный воздух, водные ресурсы, сточные воды, управление отходами, почвы, растительный покров, животный мир и радиационная обстановка.

Разработка программы производственного экологического контроля осуществляется в соответствии с «Правилами разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля», утвержденными Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 14 июля 2021 г. №250, а также требованиям статьи 185 ЭК РК.

20.1 Предложения по организации мониторинга за состоянием атмосферного воздуха

Для выполнения требований законодательства в области охраны атмосферного воздуха, в том числе для соблюдения нормативов предельно допустимых выбросов при эксплуатации производственных объектов, предусматривается система контроля источников загрязнения атмосферы.

Контроль за соблюдением установленных величин НДВ осуществляется в соответствии с «Руководством по контролю источников загрязнения атмосферы» РНД 211.3.01.06-97 (ОНД-90) и СТ РК 1517-2006 «Охрана природы. Атмосфера. Метод определения и расчета количества выброса загрязняющих веществ».

Мониторинг состояния атмосферного воздуха проводится в соответствии с «Руководством по контролю загрязнения атмосферы» (РД 52.04.186-89), СТ РК 2036-2010 «Охрана природы. Выбросы. Руководство по контролю загрязнения атмосферы», ГОСТ 17.2.3.01-86 «Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населённых пунктов».

Мониторинг эмиссий и мониторинг воздействия проводится аккредитованной лабораторией, выбираемой на основании тендера.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность по результатам возлагается на руководителя предприятия.



Результаты контроля заносятся в базу данных, включаются в технические отчеты предприятия, отчеты по производственному мониторингу, отчеты по форме № 2-ТП (воздух) и учитываются при оценке его деятельности.

Контроль за состоянием воздушного бассейна обеспечивает:

- ведение систематического наблюдения за выбросами ЗВ;
- сбор данных для составления отчетности по форме № 2-тп (воздух);
- проведение анализа причин, вызывающих превышение нормативов допустимых выбросов (НДВ).

Производственный мониторинг воздушного бассейна, как элемент производственного экологического контроля, включает в себя следующие направления деятельности:

- наблюдение за параметрами технологических процессов (операционный мониторинг);
- наблюдения за источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением нормативов допустимых выбросов (НДВ) (мониторинг эмиссий);
- оценку состояния атмосферного воздуха (мониторинг воздействия).

В настоящее время АО «Мангистаумунайгаз» проводит контроль содержания загрязняющих веществ в атмосфере и на источниках выбросов в соответствии с Программой производственного экологического контроля. Вновь вводимые источники выбросов будут включены в Программу производственного экологического контроля предприятия после ввода в эксплуатацию.

Дополнительно рекомендуется:

- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.

20.2. Предложения по организации мониторинга за состоянием качества водных ресурсов

В рамках программы ПЭК проводятся мониторинговые наблюдения за состоянием поверхностных и подземных вод (первых от поверхности водоносных горизонтов), принимающих на себя основную нагрузку при эксплуатации объектов месторождений. Мониторинговые скважины располагаются в областях наибольшей технологической нагрузки и приурочены в основном к потенциальным источникам воздействия - нефтепромысловым объектам на территории месторождения, а также к полигонам отходов. По ПУ «Каламкасмунгаз» мониторинг подземных вод проводится ежеквартально на 43 скважинах:

В соответствии с программой ПЭК, периодичность контроля за состоянием подземных вод проводится ежеквартально, за состоянием поверхностных вод - 1 раз в полгода (подробное описание приведено в разделе 2.2).

Мониторинг подземных вод заключается в изучении состояния водных объектов, расположенных в непосредственной близости от технологических площадок. Задачей мониторинга поверхностных и подземных вод является контроль изменения их качества в соответствии с санитарно-гигиеническими требованиями.



Рекомендуется продолжить мониторинг поверхностных и подземных вод в рамках действующей программы ПЭК. И при необходимости рекомендуем увеличить сеть мониторинговых скважин с целью установления основных гидрогеологических параметров водоносных горизонтов в районе расположения новых проектируемых объектов.

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 8).

На период разработки месторождения комплекс наблюдений за рациональным водопотреблением и водоотведением рекомендуется усилить.

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

В соответствии с Программой производственного экологического контроля для АО «Мангистаумунайгаз» ПУ «Каламкасмунайгаз» мониторинговые наблюдения за динамикой изменения свойств почв на месторождении Каламкас осуществляют на 44 стационарных экологических площадках (СЭП), на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв (подробное описание приведено в разделе 2.3).

В дальнейшем при эксплуатации проектируемых объектов мониторинг почвенного покрова рекомендуется продолжить в существующем режиме.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо осуществлять контроль за чистотой мест временного накопления отходов, своевременной санитарной уборкой, согласно графика.

В соответствии с действующими в Кодексе требованиями, временное накопление отходов предприятия допускается в сроки не более 6 (3) месяцев с момента их образования. В этой связи рекомендуется на предприятии вести строгий контроль за объемами предельного накопления отходов и своевременного их вывоза.

В районе накопления отходов проводить мониторинг состояния окружающей среды, в соответствии с программой, в рамках мониторинга проводить контроль загрязнения атмосферного воздуха, подземных вод и почвы. Перечень определяемых компонентов и периодичность проведения замеров определить программой производственного экологического контроля.

С целью сохранения биоресурсов и своевременного выявления неблагоприятных последствий воздействия на экосистемы на месторождении периодически проводится мониторинг растительности и животного мира (подробное описание приведено в разделе 2.4).

Периодичность наблюдений за состоянием растительного мира предусматривается 2 раза в год (весенний и осенний период). Растительность, благодаря физиономическим свойствам и высокой динамичности является надежным индикатором природных и



антропогенно-стимулированных процессов по сравнению с другими компонентами экосистем.

На месторождении Каламкас проводятся наблюдения за основными видами наземных позвоночных представленных 30 видами млекопитающих, 223 видами птиц,

15 видами пресмыкающихся и одним видом земноводных. В прибрежных стациях гнездится 40 видов пернатых водно-болотного комплекса.

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

Организация мониторинга за состоянием животного мира сводится к визуальному наблюдению за птицами в весенний и осенний период их перелетов и организации визуального наблюдения за появлением на территории месторождения животных, недопущению их попадания в опасные зоны – разливы нефти, поля фильтрации, полигоны хранения отходов и т.д

Мониторинг фауны проводится в общей системе мониторинговых исследований, так как для выявления процесса изменения популяций необходимы сведения по другим компонентам и параметрам экосистемы.

Организация мониторинга за состоянием животного мира на территории месторождения осуществляется с привлечением специалистов-зоологов.

В ходе оценочных работ будут установлены: основное видовое разнообразие, встречаемость, места обитания наземной фауны: пресмыкающиеся, земноводные, млекопитающие, птицы степного комплекса.

Рекомендуется продолжить эпизодический мониторинг растительного и животного мира месторождения Каламкас в рамках действующей программы ПЭК.



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

В рамках Экологического кодекса, разработана глава «Государственное управление в сфере адаптации к изменению климата», которая предусматривает внедрение семиэтапного процесса адаптации к изменению климата, включающего сбор информации, оценку уязвимости, планирование, разработку, осуществление, мониторинг мер по адаптации к изменению климата в наиболее уязвимых секторах, таких как сельское и лесное хозяйство, водные ресурсы, гражданская защита.

Согласно статье 312 ЭК РК под изменением климата понимается статистически значимое колебание средних показателей состояния климата либо его изменчивости в течение десятилетия или более продолжительного периода, которое прямо или косвенно обусловлено деятельностью человека, вызывающей изменения в составе глобальной атмосферы, и накладывается на естественные колебания климата, наблюдаемые на протяжении сопоставимых периодов времени.

Адаптация к изменению климата осуществляется в соответствии с настоящим Кодексом и международными договорами Республики Казахстан в области изменения климата и означает процесс предотвращения и снижения потерь и использования выгод, связанных с наблюдаемыми и прогнозируемыми воздействиями изменения климата.

Под воздействиями изменения климата понимаются наблюдаемые и прогнозируемые положительные и отрицательные эффекты в экологических системах, обществе и экономике, вызванные изменением климата и связанными с ним экстремальными метеорологическими и иными природными явлениями.

Ключевым направлением усилий по обеспечению устойчивости к изменению климата является устранение уязвимости сообществ, государств и стран в настоящее время в отношении многих последствий изменения климата. В настоящее время усилия по обеспечению устойчивости к изменению климата включают социальные, экономические, технологические и политические стратегии, которые реализуются на всех уровнях общества. От действий местных сообществ до глобальных договоров решение проблемы устойчивости к изменению климата становится приоритетом, хотя можно утверждать, что значительная часть теории еще предстоит воплотить в жизнь. Несмотря на это, существует сильное и постоянно растущее движение, поддерживаемое как местными, так и национальными организациями, направленное на создание и повышение устойчивости к изменению климата.

Рамки устойчивости к изменению климата предлагают множество вкладов, которые могут улучшить наше понимание экологических процессов и лучше вооружить правительства и политиков для разработки устойчивых решений, которые борются с последствиями изменения климата.

Работая над повышением устойчивости к изменению климата, лица, определяющие политику, и правительства могут занять более комплексную позицию, которая поможет смягчить вред последствий глобального потепления до того, как они произойдут. Наконец, перспектива устойчивости к изменению климата способствует большей межуровневой взаимосвязанности систем.

Под уязвимостью к изменению климата понимается подверженность экологических систем, общества и экономики неблагоприятным воздействиям изменения климата.



Уязвимость в основном можно разбить на 2 основные категории: экономическая уязвимость на основе социально-экономических факторов и географическая уязвимость.

Экономическая уязвимость

На базовом уровне экономически уязвимое сообщество - это сообщество, которое плохо подготовлено к последствиям изменения климата из-за отсутствия необходимых финансовых ресурсов. Подготовка общества, устойчивого к изменению климата, потребует огромных инвестиций в инфраструктуру, городское планирование, разработку устойчивых источников энергии и системы готовности

Географическая уязвимость

Второе определение уязвимости относится к географической уязвимости. Наиболее уязвимыми с географической точки зрения местами к изменению климата являются те, на которые повлияют побочные эффекты стихийных бедствий, такие как повышение уровня моря и резкие изменения в экосистемных услугах, включая доступ к продуктам питания.

Для местных и государственных учреждений становится все более важным разрабатывать стратегии реагирования на изменения и адаптировать инфраструктуру для удовлетворения потребностей тех, кто пострадал.

Единственный путь повысить сопротивляемость - обеспечить учет последствий изменения климата в планировании развития, например, посредством:

- включения мер по адаптации в планирование и проектирование инфраструктуры;
- включения мер по снижению уязвимости в существующие стратегии уменьшения риска катастроф.

Предложено три основных группы мер адаптации:

Первая группа включает меры по контролю, лечению и профилактике инфекционной и неинфекционной заболеваемости населения, обусловленной изменением климата:

Проведение мониторинга и контроля за санитарно-гигиеническим состоянием объектов и природных очагов, которые могут стать причиной распространения инфекционных заболеваний.

Обеспечение профессиональной подготовки медицинских работников по вопросам профилактики и диагностики метеозависимых состояний.

Выявление и мониторинг здоровья лиц, наиболее чувствительных к изменению климата.

Проведение среди населения иммунопрофилактики с учетом прогнозируемого роста ряда инфекционных заболеваний.

Снижение уровня загрязнения атмосферного воздуха населенных пунктов.

Заблаговременное оповещение населения о возможных климатических изменениях с целью принятия превентивных мер для уменьшения тяжести ответной реакции организма.

Повышение социально-экономических условий жизни населения.

Формирование здорового образа жизни. Повышение уровня санитарно-гигиенической культуры населения.

Вторая группа мер включает использование новых технологий при конструировании и строительстве зданий, обеспечивающих оптимальный температурный режим, комфортные условия для труда и отдыха. Создание зон с охлаждающим микроклиматом -



парки, зеленые зоны, фонтаны в населенных местах. Обустройство водоемов для летнего отдыха на воде населения и обеспечение их спасательными службами и т.д.

Третья группа мер включает совершенствование законодательной базы, обеспечивающей предотвращение негативного влияния климата на состояние здоровья различных групп населения, внесение соответствующих изменений в действующие санитарные нормы и правила, строительные нормы, ГОСТы и т.д.

Единственный путь повысить сопротивляемость - обеспечить учет последствий изменения климата в планировании развития, например, посредством:

- включения мер по адаптации в планирование и проектирование инфраструктуры;
- включения мер по снижению уязвимости в существующие стратегии уменьшения риска катастроф.

Сопротивляемость к изменению климата в значительной степени зависит от безотлагательных и масштабных мер по сокращению выбросов парниковых газов.

В рамках реализации Данного проекта предусмотрены все меры, повышающие сопротивляемость к изменению климата.



22. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ 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 постулизация объекта.

Осуществление таких работ в будущем потребует разработки специальной проектной документации с предварительным выполнением комплекса инженерных изысканий и прохождением государственной экспертизы.

В соответствии с законодательством РК на этапе ликвидации объекта будет разработан Проект ликвидации, в том числе будет разработан и согласован с контролирующими органами Проект рекультивации нарушенных земель.

Ликвидация последствий недропользования подразумевает восстановление структуры территории и окружающей среды до первоначального состояния, которое было определено на момент начала работ по недропользованию.

При возврате территории (участка недр) государству соответственно прекращается право на недропользование, согласно главы 8, статьи 54, пункта 1 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» №125-VI ЗРК от 27.12.2017 г.: «Недропользователь обязан ликвидировать последствий операций по недропользованию на предоставленном ему участке недр...».

Согласно Кодексу РК «О недрах и недропользовании», при прекращении операций по недропользованию все производственные объекты недропользователя и земельные участки должны быть приведены в состояние, обеспечивающее безопасность жизни, здоровья населения и охрану окружающей среды.

Любое предприятие, планирующее вывод из эксплуатации и демонтаж опасного производственного объекта, должно обеспечивать безопасность жизни и здоровья населения, охрану окружающей среды, а также безопасность зданий и сооружений в зоне влияния. Существенным условием здесь является защита местных сообществ, окружающей среды и имущества в зоне влияния опасных производственных объектов, подлежащих ликвидации. Разработка документов и управленческих действий, регламентирующих безопасные работы с целью остановки или вывода из эксплуатации опасных химических объектов, должна соответствовать правилам и требованиям нормативных документов, в которых изложены перечень и последовательность действий и выполняемых работ и требования к содержанию проекта снятия с эксплуатации.

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 моменту завершения эксплуатации проектируемых объектов, в том числе с учетом полученного опыта на предприятиях-аналогах.

В 2022 году филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз» был разработан «Проект ликвидации последствий недропользования месторождений АО «Мангистаумунайгаз». Было получено Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности № KZ82VWF00072208 от 02.08.2022г., согласно которому необходимость



проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду отсутствует. В соответствии пп.2) п.3 ст. 49 Экологического кодекса провести экологическую оценку по упрощенному порядку.

В проекте Ликвидации рассмотрены варианты ликвидации месторождения Каламкас– 2028-2030 гг. (26 мес.), 2055-2057 гг. (24 мес.).

Проект Ликвидации получил согласование государственных органов - РГУ "Департамент Комитета промышленной безопасности МЧС РК по МО" № KZ53VQR00032864 от 07.11.2022 г. (Приложение 8).

РГУ «Мангистауская областная территориальная инспекция лесного хозяйства и животного мира» № 02-08/ЗТ-Ш-20/545 от 04.11.2022 г. (Приложение 8).

РГУ "Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов» № KZ20VRC00014254 от 15.08.2022 г. (Приложение 8).

При проведении ликвидационных работ предусматривается полная разборка с демонтажем технологического оборудования и трубопроводов.

Подлежат демонтажу всё оборудование объектов основного и вспомогательного производства ПУ «КМГ». 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.

Намечаемая деятельность предусматривает ликвидацию последствий недропользования месторождений АО «ММГ» путем проведения демонтажных работ и проведение технической рекультивации нарушенных земель. При прекращении операций по недропользованию все производственные объекты недропользователя и земельные участки должны быть приведены в состояние, обеспечивающее безопасность жизни, здоровья населения и охрану ОС. К объектам недропользования АО «ММГ» относятся скважины, объекты системы внутрипромыслового сбора и подготовки, хранения и транспортировки нефти и газа, объекты энергообеспечения, трубопроводы, водоводы, автодороги, административные здания и т.д. 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 подземного 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 передвижной подъемный агрегат типа УБП-100, ПАП-100, УПА-60/80 и другие подъемные установки, предназначенные для капитального ремонта. Краткое описание последовательности организации работ по ликвидации объектов АО «ММГ»:



Работы по ликвидации проводятся согласно индивидуального плана 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.



23. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА

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, а так же послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду и согласно требованиям ЭК анализ будет начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Нормативы выбросов ЗВ и лимиты накопления отходов будут рассчитаны в последующих стадиях проектирования, в проектах на строительство скважин и в проектах на обустройство месторождения и установлены в Разрешении на воздействие для АО «ММГ». Так же в этих проектах будет подробно описана оценка воздействия на все компоненты окружающей среды.

По имеющемуся опыту разработки таких проектов и учитывая специфику вновь введенного оборудования данная намечаемой деятельности согласно Приложения 1 ЭК РК относится к классификации Раздела 2, итогом рассмотрения ГЭЭ Заявления о намечаемой деятельности является Мотивированный отказ об отсутствии необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду и согласно п.3 ст.49 Кодекса, проектируемая намечаемая деятельность подлежит экологической оценке по упрощенному порядку.

Учитывая тот факт, что проект разработки месторождения Каламкас является концептуальным проектом, в котором оцениваются возможности реализации вариантов разработки, данный проект является начальной стадией проектирования, на которой принимаются решения, определяющие последующие направления в проектировании, то на все запроектированные объекты при строительстве и эксплуатации будут в дальнейшем разработаны отдельные рабочие проекты, а на строительство скважин индивидуальные или групповые технические проекты и разделы ООС к ним.

Перечисленные все выше доводы показывают, что в проведении послепроектного анализа фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности в рамках Проекта разработки месторождения Каламкас нет смысла.



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

1. Экологический Кодекс РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.
2. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании».
3. Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-II ЗРК.
4. Кодекс Республики Казахстан от 07 июля 2020 № 360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения».
5. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, № 481-II ЗРК
6. Лесной Кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 года, № 477-II ЗРК.
7. Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года № 175- III ЗРК.
8. Закон Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия».
9. Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года № 219-I «О радиационной безопасности населения».
10. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки».
11. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года № 63.
12. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года №314 «Об утверждении Классификатора отходов».
13. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206 «Об утверждении методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов».
14. Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250.
15. Инструкция по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 июля 2021 года № 246.
16. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 318 «Об утверждении Правил разработки программы управления отходами».
17. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года №286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний».
18. Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства. РНД 03.1.0.3.01-96, Алматы, 1996 г.
19. Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления. Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008г. № 100-п.



20. «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» Приложение № 12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.

21. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов, Астана, 2008 г.;

22. «Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», РНД 211.2.02.04-2004, Астана, 2004 г.;

23. Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196;

24. «Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами», Алматы, 1996 г.;

25. «Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах» РНД 211.2.02.03-2004, Астана, 2004 г.;

26. «Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров». РНД 211.2.02.09-2004 г, Астана, 2004 г.;

27. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».

28. Санитарные правила СП 2.6.6.1168-02 «Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами (СПОРО-2002)»;

29. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».

30. Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления».

31. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемосточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

32. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15 «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека».

33. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 25 июня 2021 года № 212. «Об утверждении Перечня загрязняющих веществ, эмиссии которых подлежат экологическому нормированию».

34. Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека».



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

Основные трудности, которые возникли при разработке «Отчета о возможных воздействиях», связаны с недоработками методических указаний по разработке Отчета:

1. Инструкция по организации и проведению экологической оценки содержит много повторений, приложение 2 к инструкции это сбор повторной информации в каждом пункте, необходима доработка и корректировка данной инструкции.

2. Инструкция по организации и проведению экологической оценки содержит много новых терминов и понятий, которые требуют разъяснений и точных формулировок.

Требования к разработке Отчета ОВОС прописаны в статье 72 Экологического кодекса РК и Инструкции по проведению экологической оценки, 2021г. Однако в Инструкции по проведению экологической оценки нет конкретных требований к содержанию Отчета, нет четкого содержания требуемых пунктов и разделов, глубины проводимых исследований. Поэтому при разработке Отчета о возможных воздействиях разработчик ориентировался на международный опыт, требования предыдущего законодательства и опыт разработки аналогичных отчетов.



ПРИЛОЖЕНИЕ 1. РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ (на единицу оборудования)

строительно-монтажные работы

В данном разделе показаны расчеты при строительстве скважины буровой установкой грузоподъемностью не менее 120 тн

Источник № 6101. Расчет выбросов пыли при работе бульдозера			
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во
Исходные данные:			
Количество переработанного грунта	G	т/час	15,0
Количество работающей техники	N	ед.	1
Плотность грунта	p	т/м ³	1,65
Объем грунта		м ³	100,0
Объем грунта	V	т	165,0
Время работы бульдозера	t	час/год	11
Расчет:			
Объем пылевыведения, где:	g	г/с	0,6720
$g = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * B * G * N * 106 / 3600$			
Вес. доля пыл. фракции в материале	K1		0,03
Доля пыли переходящая в аэрозоль	K2		0,04
Коэф.учитывающий метеоусловия	K3		1,2
Коэф.учит.местные условия	K4		1
Коэф.учит.влажность материала	K5		0,4
Коэф.учит.крупность материала	K7		0,7
Коэф.учит.высоту пересыпки	B		0,40
$M = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * B * V$			
Общее пылевыведение	M	т/год	0,0266

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №13 к Приказу Министра ООС РК от 18.04.2008 г. №100-п

Источник № 6102. Расчет выбросов пыли при работе экскаватора			
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во
Исходные данные:			
Количество переработанного грунта	G	т/час	12,00
Количество работающей техники	N	ед.	1
Плотность грунта	p	т/м ³	1,65
Объем грунта		м ³	50,00
Объем грунта	V	т	82,50
Время работы экскаватора	t	час/год	7
Расчет:			
Объем пылевыведения, где:	g	г/с	0,8064
$g = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * B * G * N * 10^6 / 3600$			
Вес. доля пыл. фракции в материале	P ₁		0,03
Доля пыли переходящая в аэрозоль	P ₂		0,04
Коэф.учитывающий скорость ветра	P ₃		1,2
Коэф.учит.влажность материала	P ₄		0,4
Коэф.учит.крупность материала	P ₅		0,7
Коэф.учит.местные условия	P ₆		1
Коэф.учит.высоту пересыпки	B		0,60
$M = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * B * V$			
Общее пылевыведение	M	т/год	0,0200

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	1
Средняя протяженность 1 ходки	L	км	15
Влажность материала		%	8
Средняя площадь груз. платформы	Fo	м ²	10
Число машин, работающих на стр.уч-ке	n	ед.	1
Время работы	t	час	16,0
Расчет:			
$M_{сек}=C1*C2*C3*C6*C7*N*L*q1/3600+C4*C5*C6*g2*Fo*n$			
Объем пылевыведения	g	г/с	0,0381
Коэф.зависящий от грузоподъемности (таб. 9 Методики)	C ₁		1,0
Коэф.учит.среднюю скорость транспортирования (таб. 10)	C ₂		1,0
Коэф.учит.состояние дорог (таб. 11)	C ₃		1,0
Пылевыведение на 1 км пробега	q ₁	г/км	1450
Коэф.учит.профиль поверхности, Fфакт/Fo	C ₄		1,45
Коэф.завис.от скорости обдува (таб. 12)	C ₅		1,2
Коэф.учит.влажность материала (таб.4)	C ₆		0,4
Пылевыведение с единицы факт. поверхности материала на платформе (таб.6)	g ₂	г/м ² *с	0,002
Коэф.учит. долю пыли, уносимой в атмосферу	C ₇		0,01
$M_{год}=M_{сек}*t/10^6*3600$			
Общее пылевыведение	M _{пыль}	т/год	0,0022

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №13 к Приказу Министра ООС РК от 18.04.2008 г. №100-п



Источник №0001. Дизель-генератор при бурении резервный					
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
Исходные данные:					
Мощность агрегата	P	кВт	470		
Общий расход топлива	G	т/скв/год	7,327		
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	122,117		
Количество двигателей		шт.	1		
Расчет выбросов ЗВ:					
Согласно справочных данных, значение выбросов для стационарных дизельных установок, до кап.ремонта	e_{CO}	час/год	г/кг топл.	Максимальный выброс i-го вещества (г/с) $M = (1/3600) * e * P$	
	e_{NOx}	6,2	26,0		
	e_{CH}	9,60	40,0		
	$e_{сажа}$	2,9	12,0		
	e_{SO2}	0,5	2,0	Валовый выброс i-го вещества (т/г) $Q = (1/1000) * g * G$	
	e_{CH2O}	1,2	5,0		
	$e_{бензп.}$	0,12	0,5		
		0,000012	0,000055		
Количество выбросов:	M_{NO2}	г/с	0301	9,6 * 470 * (1/3600) * 0,8	1,0027
	M_{NO}	г/с	0304	9,6 * 470 * (1/3600) * 0,13	0,1629
	$M_{сажа}$	г/с	0328	0,5 * 470 * (1/3600)	0,0653
	M_{SO2}	г/с	0330	1,2 * 470 * (1/3600)	0,1567
	M_{CO}	г/с	0337	6,2 * 470 * (1/3600)	0,8094
	$M_{бензп.}$	г/с	0703	1,2E-05 * 470 * (1/3600)	1,6E-06
	M_{CH2O}	г/с	1325	0,12 * 470 * (1/3600)	0,0157
	M_{CH}	г/с	2754	2,9 * 470 * (1/3600)	0,3786
	Q_{NO2}	т/скв/год	0301	40 * 7,327 * (1/1000) * 0,8	0,2345
	Q_{NO}	т/скв/год	0304	40 * 7,327 * (1/1000) * 0,13	0,0381
	$Q_{сажа}$	т/скв/год	0328	2 * 7,327 * (1/1000)	0,0147
	Q_{SO2}	т/скв/год	0330	5 * 7,327 * (1/1000)	0,0366
	Q_{CO}	т/скв/год	0337	26 * 7,327 * (1/1000)	0,1905
	$Q_{бензп.}$	т/скв/год	0703	5,5E-05 * 7,327 * (1/1000)	4E-07
	Q_{CH2O}	т/скв/год	1325	0,5 * 7,327 * (1/1000)	0,0037
	Q_{CH}	т/скв/год	2754	12 * 7,327 * (1/1000)	0,0879
Исходные данные:					
Удельный расход топлива на эксп. реж.двиг.(паспорт)	b	г/кВт*ч	260	Расход отработ. газов от стац.диз.уст. $G_{or} = G_b * (1 + 1/(f * n * L_3))$, где $G_b = (1/1000) * (1/3600) * (b * P * f * n * L_3)$	
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 топ.			
		кг/с	G _{or}	8,7200 * 1E-06 * 260,0 * 470	1,0656
				Объемный расход отпр. газов $Q_{or} = G_{or} / Y_{or}$, где	
		кг/м ³	Y _{or}	$Y_{or} = Y_o(\text{при } t=0^0C)/(1 + T_{or}/273)$, где	0,4627
Удельн. вес отработ. газов	Y _o	кг/м ³	1,31		
Удельн.вес отработ.газов при t = 0 ⁰ C	T _{or}	°C	500		
Температура отпр. газов		м ³ /с	Q _{or}	1,0656 / 0,463	2,302
				Скорость выхода ГВС из устья ист-ка $W = 4 * Q_{or} / \pi d^2$	
		м/с	W	4 * 2,302 / 3,14 * 0,2*0,2	73,312

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок.

РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004 г.



Источник №0002. Дизель-генератор при бурении					
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
Исходные данные:					
Мощность агрегата	P	кВт	410		
Общий расход топлива	G	т/скв/год	48,421		
Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
Высота выхлопной трубы	H	м	4		
Время работы	T	час/год	552,0		
Удельный расход топлива	B	кг/час	87,719		
Количество двигателей		шт.	1		
Расчет выбросов ЗВ:					
Согласно справочных данных, значение выбросов для стационар. дизельных установок, до кап.ремонта	e_{co} e_{NOx} e_{CH} $e_{сажа}$ e_{SO2} e_{CH2O} $e_{бензп.}$	час/год г/кг топл.	6,2 9,60 2,9 0,5 1,2 0,12 0,000012	Максимальный выброс i-го вещества (г/с) $M = (1/3600) * e * P$ Валовый выброс i-го вещества (т/г) $Q = (1/1000) * g * G$	
Количество выбросов:	M_{NO2} M_{NO} $M_{сажа}$ M_{SO2} M_{co} $M_{бензп.}$ M_{CH2O} M_{CH} Q_{NO2} Q_{NO} $Q_{сажа}$ Q_{SO2} Q_{co} $Q_{бензп.}$ Q_{CH2O} Q_{CH}	г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с т/скв/год т/скв/год т/скв/год т/скв/год т/скв/год т/скв/год т/скв/год т/скв/год	0301 0304 0328 0330 0337 0703 1325 2754 0301 0304 0328 0330 0337 0703 1325 2754	9,60 * 410 * (1/3600) * 0,8 9,6 * 410 * (1/3600) * 0,13 0,5 * 410 * (1/3600) 1,2 * 410 * (1/3600) 6,2 * 410 * (1/3600) 1,2E-05 * 410 * (1/3600) 0,12 * 410 * (1/3600) 2,9 * 410 * (1/3600) 40 * 48,421 * (1/1000) * 0,8 40 * 48,421 * (1/1000) * 0,13 2 * 48,421 * (1/1000) 5 * 48,421 * (1/1000) 26 * 48,421 * (1/1000) 5,5E-05 * 48,421 * (1/1000) 0,5 * 48,421 * (1/1000) 12 * 48,421 * (1/1000)	0,8747 0,1421 0,0569 0,1367 0,7061 1,4E-06 0,0137 0,3303 1,5495 0,2518 0,0968 0,2421 1,2589 3E-06 0,0242 0,5811
Исходные данные:					
Удельный расход топлива на эксп. реж.двиг.(паспорт)	b	г/кВт*ч	213,949		
Коэф.продувки = 1,18	f				
Коэф.изб.воздуха = 1,8	n				
Теор.кол-во возд.для сжиг. 1 кг топлива = 14,3	Lэ	кг воз/кг топ.			
		кг/с	Gor	8,7200 * 0,000001 * 213,9 * 410	0,7647
				Объемный расход отр. газов $Qor = Gor / Yor$, где	
		кг/м³	Yor	$Yor = Yo(при t=0^0C)/(1+Tор/273)$, где	0,4627
Удельн. вес отработ. газов	Yo	кг/м³	1,31		
Удельн.вес отработ.газов при t = 0°С	Tор	°С	500		
Температура отр. газов		м³/с	Qor	0,7647 / 0,463	1,652
				Скорость выхода ГВС из устья ист-ка $W = 4 * Qor / \pi d^2$	
		м/с	W	4 * 1,652 / 3,14 * 0,2*0,2	52,611

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок.

РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004 г.



Источник №0003. Дизельный двигатель при бурении					
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
Исходные данные:					
Мощность агрегата	P	кВт	470		
Общий расход топлива	G	т/скв/год	29,661		
Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
Высота выхлопной трубы	H	м	4		
Время работы	T	час/год	552,0		
Удельный расход топлива	B	кг/час	53,734		
Количество двигателей		шт.	1		
Расчет выбросов ЗВ:					
Согласно справочных данных, значение выбросов для стационарных дизельных установок, до капитального ремонта	e_{CO} e_{NOx} e_{CH} $e_{сажа}$ e_{SO2} e_{CH2O} $e_{бензп.}$	час/год 6,2 9,60 2,9 0,5 1,2 0,12 0,000012	г/кг топл. 26,0 40,0 12,0 2,0 5,0 0,5 0,000055	Максимальный выброс i-го вещества (г/с) $M = (1/3600) * e * P$ Валовый выброс i-го вещества (т/г) $Q = (1/1000) * g * G$	
Количество выбросов:	M_{NO2} M_{NO} $M_{сажа}$ M_{SO2} M_{CO} $M_{бензп.}$ M_{CH2O} M_{CH} Q_{NO2} Q_{NO} $Q_{сажа}$ Q_{SO2} Q_{CO} $Q_{бензп.}$ Q_{CH2O} Q_{CH}	г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с т/скв/год т/скв/год т/скв/год т/скв/год т/скв/год т/скв/год т/скв/год т/скв/год т/скв/год	0301 0304 0328 0330 0337 0703 1325 2754 0301 0304 0328 0330 0337 0703 1325 2754	9,60 * 470 * (1/3600) * 0,8 9,6 * 470 * (1/3600) * 0,13 0,5 * 470 * (1/3600) 1,2 * 470 * (1/3600) 6,2 * 470 * (1/3600) 1,2E-05 * 470 * (1/3600) 0,12 * 470 * (1/3600) 2,9 * 470 * (1/3600) 40 * 29,661 * (1/1000) * 0,8 40 * 29,661 * (1/1000) * 0,13 2 * 29,661 * (1/1000) 5 * 29,661 * (1/1000) 26 * 29,661 * (1/1000) 5,5E-05 * 29,661 * (1/1000) 0,5 * 29,661 * (1/1000) 12 * 29,661 * (1/1000)	1,0027 0,1629 0,0653 0,1567 0,8094 1,6E-06 0,0157 0,3786 0,9492 0,1542 0,0593 0,1483 0,7712 2E-06 0,0148 0,3559
Исходные данные:					
Удельный расход топлива на эксплуатационном режиме двигателя (паспорт)	b	г/кВт*ч	114,328		
Коэффициент продувки = 1,18	f				
Коэффициент избытка воздуха = 1,8	n				
Теоретическое количество воздуха для сжигания 1 кг топлива = 14,3	L _э	кг воз/кг топл. кг/с	G_{ор}	8,7200 * 0,000001 * 114,3 * 470	0,4684
Удельный вес отработанных газов		кг/м ³	Y_{ор}	Объемный расход отработанных газов $Q_{or} = G_{or} / Y_{or}$, где	0,4627
Удельный вес отработанных газов при t = 0°C	Y _о	кг/м ³	1,31	$Y_{or} = Y_{o(при t=0^{\circ}C)} / (1 + T_{or}/273)$, где	
Температура отработанных газов	T _{ор}	°C м ³ /с	500 Q_{ор}	0,4684 / 0,463	1,012
		м/с	W	Скорость выхода газов из устья скважины $W = 4 * Q_{or} / \pi d^2$ 4 * 1,012 / 3,14 * 0,2*0,2	32,229

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок.
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004 г.



Источники №№ 0004-0005. Дизельный двигатель при бурении					
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
Исходные данные:					
Мощность агрегата	P	кВт	932		
Общий расход топлива	G	т/скв/год	55,770		
Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
Высота выхлопной трубы	H	м	4		
Время работы	T	час/год	552,0		
Удельный расход топлива	B	кг/час	101,033		
Количество двигателей		шт.	1		
Расчет выбросов ЗВ:					
Согласно справочных данных, значение выбросов для стационар. дизельных установок, до кап.ремонта	e_{CO} e_{NOx} e_{CH} $e_{сажа}$ e_{SO2} e_{CH2O} $e_{бензп.}$	час/год 5,3 8,40 2,4 0,35 1,4 0,1 0,000011	г/кг топл. 22,0 35,0 10,0 1,5 6,0 0,4 0,000045	Максимальный выброс i-го вещества (г/с) $M = (1/3600) * e * P$ Валовый выброс i-го вещества (т/г) $Q = (1/1000) * g * G$	
Количество выбросов:	M_{NO2} M_{NO} $M_{сажа}$ M_{SO2} M_{CO} $M_{бензп.}$ M_{CH2O} M_{CH} Q_{NO2} Q_{NO} $Q_{сажа}$ Q_{SO2} Q_{CO} $Q_{бензп.}$ Q_{CH2O} Q_{CH}	г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с т/скв/год т/скв/год т/скв/год т/скв/год т/скв/год т/скв/год т/скв/год т/скв/год	0301 0304 0328 0330 0337 0703 1325 2754 0301 0304 0328 0330 0337 0703 1325 2754	8,40 * 932 * (1/3600) * 0,8 8,4 * 932 * (1/3600) * 0,13 0,35 * 932 * (1/3600) 1,4 * 932 * (1/3600) 5,3 * 932 * (1/3600) 1,1E-05 * 932 * (1/3600) 0,1 * 932 * (1/3600) 2,4 * 932 * (1/3600) 35 * 55,770 * (1/1000) * 0,8 35 * 55,770 * (1/1000) * 0,13 1,5 * 55,770 * (1/1000) 6 * 55,770 * (1/1000) 22 * 55,770 * (1/1000) 4,5E-05 * 55,770 * (1/1000) 0,4 * 55,770 * (1/1000) 10 * 55,770 * (1/1000)	1,7397 0,2827 0,0906 0,3624 1,3721 2,8E-06 0,0259 0,6213 1,5616 0,2538 0,0837 0,3346 1,2269 3E-06 0,0223 0,5577
Исходные данные:					
Удельный расход топлива на эксп. реж.двиг.(паспорт)	b	г/кВт*ч	108,405		
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 * 108,4 * 932	0,8810
				Объемный расход отр. газов $Q_{or} = G_{or} / Y_{or}$, где	
Удельн. вес отработ. газов		кг/м ³	Y _{or}	$Y_{or} = Y_o(\text{при } t=0^0C)/(1+T_{or}/273)$, где	0,4627
Удельн.вес отработ.газов при t = 0 ⁰ C	Y _o	кг/м ³	1,31		
Температура отр. газов	T _{or}	°C	500		
		м ³ /с	Q _{or}	0,8810 / 0,463	1,903
				Скорость выхода ГВС из устья ист-ка $W = 4 * Q_{or} / \pi d^2$	
		м/с	W	4 * 1,903 / 3,14 * 0,2*0,2	60,605

Расчет произведен на 1 источник выброса.

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок.

РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004 г.



Источник №0006. Котельная установка					
Наименование, формула	Обозн	Ед-ца измер	Кол-во	Расчет	Результат
Исходные данные:					
Время работы	T	час/год	238,95		
Удельный вес д/т	г	кг/м ³	0,860		
Расход топлива на горелку	B	кг/час	21,498		
Расход топлива	B	г/сек	0,163		
Расход топлива	B	тонн/год	5,137		
Расчет:					
<i>Оксид углерода</i> $P_{CO} = 0,001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - g_4 / 100)$	M CO	т/год		$M = 0,001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100)$	0,0714
где: $C_{CO} = g^3 \cdot R \cdot Q_1^r$	M CO	г/сек		$G = 0,001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100)$	0,0023
$g^3 = 0,5$; $R = 0,65$; $Q_1^r = 42,75$	C CO				13,89
$g_4 = 0$					
<i>Диоксид азота</i> $P_{NOx} = 0,001 \cdot B \cdot Q \cdot K_{NOx} \cdot (1 - b) \cdot 0,8$	M NO ₂	т/год		$M_{NOT} = 0,001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1 - B) \cdot 0,8$	0,0142
где Q = 42,75	M NO ₂	г/сек		$M_{NOG} = 0,001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1 - B) \cdot 0,8$	0,0005
Кол-во окислов KNO = 0,081 кг/1Гдж тепла					
Коэф. трансформации для NO ₂ = 0,8					
<i>Оксид азота</i> $P_{NOx} = 0,001 \cdot B \cdot Q \cdot K_{NOx} \cdot (1 - b) \cdot 0,13$	M NO	т/год		$M_{NOT} = 0,001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1 - B) \cdot 0,13$	0,0023
где Q = 42,75	M NO	г/сек		$M_{NOG} = 0,001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1 - B) \cdot 0,13$	0,0001
Кол-во окислов KNO = 0,081 кг/1Гдж тепла					
Коэф. трансформации для NO = 0,13					
<i>Сажа</i> $M_{\text{сажа}} = BT \cdot AR \cdot F$	M Сажа	т/год		$M = BT \cdot AR \cdot F$	0,0128
где BT - расход топлива	M Сажа	г/сек		$G = BT \cdot AIR \cdot F$	0,000041
A ^r - зольность топлива	%				0,025
F - доля золы топлива в уносе	%				0,010
g - доля, уловлен в золоуловителе					0,0
<i>Сернистый ангидрид</i> $P_{SO_2} = 0,02 \cdot B \cdot S^r \cdot (1 - g'_{SO_2}) \cdot (1 - g''_{SO_2})$	M SO ₂	т/год		$M = 0,02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1 - NSO_2) + 0,0188 \cdot H_2S \cdot BT$	0,0302
где B - расход топлива	M SO ₂	г/сек		$G = 0,02 \cdot BG \cdot S1R \cdot (1 - NSO_2) + 0,0188 \cdot H_2S \cdot BG$	0,0010
S ^r - содержание серы в топливе	%				0,00
g' _{SO₂} - доля SO ₂ , связ. летуч золой					0,02
g'' _{SO₂} - доля SO ₂ , уловл в золоулов					0,0
Скорость выхода ГВС из устья ист-ка				$W = 4 \cdot V_r / \pi d^2$	2,0382166 м/сек
Объемный расход уходящих продуктов сгорания				$V_r = 7,84 \cdot \alpha \cdot B \cdot \Xi / 3600$	0,064 м3/сек
а = 1					
Ξ = 1,37					

Список литературы:

«Методика по нормированию выбросов вредных веществ с уходящими газами котлоагрегатов малой и средней мощности» Приложение №43 к ПМОС №298 от 29 ноября 2010 г.



Источник №0007. Дизельный двигатель при испытании					
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
Исходные данные:					
Мощность агрегата	P	кВт	176,0		
Общий расход топлива	G	т/скв/год	3,582		
Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
Высота выхлопной трубы	H	м	4		
Время работы	T	час/год	96,0		
Удельный расход топлива	B	кг/час	37,313		
Количество двигателей		шт.	1		
Расчет выбросов ЗВ:					
Согласно справочных данных, значение выбросов для стационарных дизельных установок, до капитального ремонта	e_{CO} e_{NOx} e_{CH} $e_{сажа}$ e_{SO2} e_{CH2O} $e_{бензп.}$	час/год г/кг топл.	6,2 9,60 2,9 0,5 1,2 0,12 0,000012	26,0 40,0 12,0 2,0 5,0 0,5 0,000055	Максим-ный выброс i-го вещества (г/с) $M = (1/3600) * e * P$ Валовый выброс i-го вещества (т/г) $Q = (1/1000) * g * G$
Количество выбросов:	M_{NO2} M_{NO} $M_{сажа}$ M_{SO2} M_{CO} $M_{бензп.}$ M_{CH2O} M_{CH} Q_{NO2} Q_{NO} $Q_{сажа}$ Q_{SO2} Q_{CO} $Q_{бензп.}$ Q_{CH2O} Q_{CH}	г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с т/скв/год т/скв/год т/скв/год т/скв/год т/скв/год т/скв/год т/скв/год т/скв/год	0301 0304 0328 0330 0337 0703 1325 2754 0301 0304 0328 0330 0337 0703 1325 2754	9,6 * 176 * (1/3600) * 0,8 9,6 * 176 * (1/3600) * 0,13 0,5 * 176 * (1/3600) 1,2 * 176 * (1/3600) 6,2 * 176 * (1/3600) 1,2E-05 * 176 * (1/3600) 0,12 * 176 * (1/3600) 2,9 * 176 * (1/3600) 40 * 3,582 * (1/1000) * 0,8 40 * 3,582 * (1/1000) * 0,13 2 * 3,582 * (1/1000) 5 * 3,582 * (1/1000) 26 * 3,582 * (1/1000) 5,5E-05 * 3,582 * (1/1000) 0,5 * 3,582 * (1/1000) 12 * 3,582 * (1/1000)	0,3755 0,0610 0,0244 0,0587 0,3031 6E-07 0,0059 0,1418 0,1146 0,0186 0,0072 0,0179 0,0931 2E-07 0,0018 0,0430
Исходные данные:					
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 _э	кг воз/кг топ.			
		кг/с	G _{ор}	8,7200 * 1E-06 * 212,0 * 176	0,3254
				Объемный расход отгр. газов $Q_{or} = G_{or} / Y_{or}$, где	
				$Y_{or} = Y_o(\text{при } t=0^0C)/(1+T_{or}/273)$, где	0,4627
Удельн. вес отгр. газов	Y _о	кг/м ³	1,31		
Удельн. вес отгр. газов при t = 0 ⁰ C	T _{ор}	°C	500		
Температура отгр. газов		м ³ /с	Q _{ор}	0,3254 / 0,463	0,703
				Скорость выхода ГВС из устья ист-ка $W = 4 * Q_{or} / \pi d^2$	
		м/с	W	4 * 0,703 / 3,14 * 0,2*0,2	22,389

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок.

РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004 г.



Источник №6001. Площадка скважины			
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Количество
Исходные данные:			
Запорно-регулирующая арматура (нефть):			
Расчетная величина утечки (Прил.Б1)	Q	кг/с	0,006588
Расчетная доля уплотн., потер. герметичность (Прил.Б1)	X		0,07
Количество зап.-регул. арматуры	N	шт.	10
Суммарная утечка всех компонентов расч.-ся по формуле: $G = X \cdot Q \cdot N / 3,6$	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			96,0
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	0,0004
Фланцевые соединения (нефть):			
Углеводороды C12-C19 (C=100%)		г/с	0,00003
		т/год	0,00001
Общие выбросы:			
Углеводороды C12-C19 (C=100%)		г/с	0,00133
		т/год	0,00041

Список литературы:

1. Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу Министра ООС Республики Казахстан от 29 июля 2011 года № 196-п
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Источник №6002. Насосы			
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Количество
Исходные данные:			
Насосы с сальниковыми уплотнениями (тяж. у/в):			
Удельный выброс	Q	кг/час	0,03
Количество оборудования	N	шт.	5
Количество одновременно работающего оборудования	NN	шт.	5
Максимально-разовый выброс	G	г/с	0,0417
$G = Q \cdot NN / 3,6$			
Валовый выброс	M	т/год	0,090
$M = Q \cdot N \cdot T / 1000$			
Время работы площадки	T		600
Расчет выбросов:			
Углеводороды C12-19 (C=100%)			
Максимальный разовый выброс, г/с	$P = G \cdot C / 100$		0,0417
Валовый выброс, т/год	$M = M \cdot C / 100$		0,0900

Список литературы:

"Сборник методов по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г. п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов. Расчет по пункту Выбросы при работе теплообменной аппаратуры и средств перекачки (табл. 5.4)



Источник №6003. Блок приготовления раствора (узел пересыпки пылящих материалов)											
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во								
			каустическая сода	барит	карбонат кальция	бикарбонат натрия	лимонная кислота	цемент	хлористый натрий	хлористый калий	кальция хлорид
Исходные данные:											
Время работы	T	час	25,6	96,6	173,2	9,9	2,8	269,3	16,8	3,6	22,6
Производительность отгрузки	GMAX	т/час	0,04	0,40	0,60	0,04	0,04	0,45	0,25	0,25	0,04
Количество отгружаемого материала	G	т/год	1,022	38,635	103,913	0,397	0,113	121,200	4,200	0,900	0,902
Наименование загрязняющего вещества			Натрий гидроксид	Пыль неорг. с содерж SiO2 70-20%	Кальций карбонат	Натрий гидрокарбонат	Лимонная кислота	Пыль неорг.с содерж SiO2 70-20%	Натрий хлорид	Калий хлор	Кальция хлорид
Код загрязняющего вещества			0150	2908	3119	3153	1580	2908	0152	0126	3123
Расчет:											
g = K1 · K2 · K3 · K4 · K5 · K7 · B · GMAX · 1000000 / 3600											
Объем пылевыведения, где	g	т/с	0,0085	0,0853	0,2560	0,0043	0,0043	0,0960	0,0267	0,0267	0,0043
Весовая доля пылевой фракции в мат-ле	K1		0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,04	0,03	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	0,02
Коэф., учитывающий мест. условия	K4		1	1	1	1	1	1	1	1	1
Коэф., учитывающий метеорол. условия	K3SR		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Коэф., учитывающий макс. ск-ть ветра	K3		2	2	2	2	2	2	2	2	2
Коэф., учитывающий влажность мат-ла	K5		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Коэф., учитывающий крупность мат-ла	K7		1	1	1	1	1	1	1	1	1
Коэф., учитывающий выс. падения мат-ла	B		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Общее пылевыведение	M	т/скв/год	0,0005	0,0178	0,0958	0,000091	0,00003	0,0558	0,0010	0,0002	0,0002
M = K1 · K2 · K3SR · K4 · K5 · K7 · B · G											

Список литературы:

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников, п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов. Приложение №11 к Приказу Министра ООС Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Источник №6004. Емкость для сбора отходов бурения			
Наименование	Обозн.	Ед.изм	Кол-во
Исходные данные:			
Объем емкости	Vж	м ³	25
Удельный выброс загряз. в-в, таб.5.6	q	кг/ч*м ²	0,104
Общая площадь испарения	F	м ²	12,5
Коэф.зависящий от укрытия емкостей	K ₁		0,5
Коэффициент, учитывающий характер объекта	K ₃		0,11
Время работы	T	час	504,0
Высота емкостей	h	м	2
Расчет:			
Расчет выбросов производится по формуле:	Пр	кг/час	0,0715
$\Pi_i^{o.m.o.} = F_i \cdot q_i^{kpi} \cdot K_1 \cdot K_3$		г/с	0,0199
Углеводороды C12-C19		т/скв/год	0,0360

Список литературы:

Расчет выбросов ЗВ проведен по "Методике расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии" Приложение №2 к приказу Министра ООС Республики Казахстан от 18.04.2008г. № 100-п
П. 2.3.1.2. Прочие объекты механической очистки. Выбросы вредных веществ от песколовок, прудов, шламонакопителей



Источник №6005. Емкость для сбора нефти			
Наименование	Обозн.	Ед.изм	Кол-во
Исходные данные:			
Объем емкости 50 м ³ - 2 шт.	Vж	м ³	100
Удельный выброс загряз. в-в, таб.5.6	g	кг/ч*м ²	0,104
Общая площадь испарения	F	м ²	50,0
Коэф.зависящий от укрытия емкостей	K ₁₁		0,5
Коэффициент, учитывающий характер объекта	K ₃		0,11
Время работы	T	час	96,0
Высота емкостей	h	м	2
Расчет:			
Кол-во выбросов производится по формуле:	Пр	кг/час	0,2860
$\Pi_i^{o.m.o.} = F_i \cdot q_i^{нп} \cdot K_1 \cdot K_3$		г/с	0,0794
Углеводороды C12-C19		т/скв/год	0,0275

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.	Mп	г/моль	81
Время работы	T	час.	96,0
Средняя темп. в аппарате	t	К	298
Расчет:			
Кол-во выбросов производится по формуле:	Пр	кг/час	0,2937
$\Pi=0,037*(P*V/1011)0,8*\sqrt{Mn/T}$		г/с	0,0816
Углеводороды C12-C19		т/скв/год	0,0282

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: $MR = MZAK + MPRR$			0,00631
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: $MZAK = (COZ \cdot QOZ + CVL \cdot QVL) / 1000000$			0,00033
Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год: $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) / 1000000$			0,00598
QOZ - количество закач. в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м ³			119,575
QVL - количество закач. в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м ³			119,575
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			14,9
Определяемый параметр	Сероводород	Углеводороды C12-C19	
C _i мас%	0,28	99,72	
M, г/сек	0,00003	0,00997	
G, т/год	0,000018	0,00629	

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 Общий расход масла	VSL	м ³ /час	3
	B _{оз}	т	6,939
		м ³	7,461
Кол-во закачиваемого в резервуар нефтепр-та в осенне-зимний и весенне-летний периоды	QOZ	м ³ /период	3,731
	QVL	м ³ /период	3,731
Плотность масла	p	т/м ³	0,93
Удельный выброс при проливах	J	г/м ³	12,5
Концентрация паров нефтепродукта в емкости	C _{MAX}	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	2,5
Расчет выбросов масла минерального (2735)			
Выбросы при закачке в рез-р, $MZAK = (COZ \cdot QOZ + CVL \cdot QVL) / 10^6$		0,0000011	т/скв/год
Выбросы паров нефтепр-та при проливах, $MPRR = 0,5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) / 10^6$		0,000047	т/скв/год
Максимальный выброс, $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600$		0,0002	г/сек
Валовый выброс, $MR = MZAK + MPRR$		0,000048	т/скв/год

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005. Расчет по п. 9



Источник №6009. Емкость отработанного масла			
Наименование	Обозн.	Ед.изм	Кол-во
Исходные данные:			
Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар	VSL	м ³ /час	3
Общий расход масла	B _{оз}	т	5,204
		м ³	5,596
Кол-во закачиваемого в резервуар нефтепр-та в осенне-зимний и весенне-летний периоды	QOZ	м3/период	2,798
	QVL	м3/период	2,798
Плотность масла	p	т/м ³	0,93
Удельный выброс при проливах	J	г/м3	12,5
Концентрация паров нефтепродукта в емкости	C _{MAX}	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	1,9
Расчет выбросов масла минерального (2735)			
Выбросы при закачке в рез-р, $MZAK = (COZ \cdot QOZ + CVL \cdot QVL) / 10^6$		0,0000008	т/скв/год
Выбросы паров нефтепр-та при проливах, $MPRR = 0,5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) / 10^6$		0,000035	т/скв/год
Максимальный выброс, $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600$		0,00020	г/сек
Годовой выброс, $MR = MZAK + MPRR$		0,000036	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	212,074		
Объем дизтоплива, поступившего на установку	VNP	м ³	246,598		
Производительность заправки	V0	м3/час	16		
Объем газовой смеси	V1	м3/с	0,00444		
Максимальная концентрация паров углеводородов	C	г/м3	5		
Удельные потери нефтепродукта	QT	т/м3	20		
Время работы	T	час	20,5		
Расчет выбросов:					
Количество выбросов рассчитывается по формуле:	G	г/с	$G = V1 \cdot C$		0,02220
	M	т/скв/год	$M = VNP \cdot QT \cdot 0.000001$		0,00493

Идентификация состава выбросов:

Определяемый параметр	Сероводород	Углеводороды C12-C19
$C_i, \text{мас}\%$	0,28	99,72
M, г/сек	0,00006	0,02214
G, т/год	0,000014	0,004916

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 налив 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		
Расчет:					
Количество выбросов ЗВ (т/год)	Q_{FeO}	г/сек	13,90 * 1,2 / 3600		0,0046
рассчитывается по формуле:		т/скв/год	60,0 * 13,90 / 10 ⁶		0,0008
$Q = q * n / 10^6$	Q_{MnO}	г/сек	1,09 * 1,2 / 3600		0,0004
где:		т/скв/год	60,0 * 1,09 / 10 ⁶		0,0001
q- удельный выброс ЗВ	Q_{NO2}	г/сек	2,70 * 1,2 / 3600		0,0009
n-расход электродов, кг		т/скв/год	60,0 * 2,70 / 10 ⁶		0,0002
1000000 - коэф.перевода в тонны	Q_{CO}	г/сек	13,30 * 1,2 / 3600		0,0044
Количество выбросов ЗВ (г/с):		т/скв/год	60,0 * 13,30 / 10 ⁶		0,0008
$G = q * B / 3600$	Q_{HF}	г/сек	0,93 * 1,2 / 3600		0,0003
		т/скв/год	60,0 * 0,93 / 10 ⁶		0,0001
	Q_F	г/сек	1,00 * 1,2 / 3600		0,0003
		т/скв/год	60,0 * 1,00 / 10 ⁶		0,0001
	$Q_{пыль}$	г/сек	1,00 * 1,2 / 3600		0,0003
	неорг	т/скв/год	60,0 * 1,00 / 10 ⁶		0,0001

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Источник №6012. Газорезка			
Наименование	Обозн.	Ед.изм	Кол-во
Исходные данные:			
Толщина разрезаемого материала	L	мм	10
Уд.выброс оксидов марганца	q	г/ч	1,9
Уд. выброс оксид железа	q		129,1
Уд.выброс оксида углерода	q		63,4
Уд.выброс диоксида азота	q		64,1
Время работы	T	час	5,0
Расчет:			
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	324	
Выбросы ВВ				
Диоксид азота (коэф.трансф. - 0,8)	K _{NO2}	кг/т	32,0	
Оксид азота (коэф.трансф. - 0,13)	K _{NO}	кг/т	5,20	
Сажа (углерод черный)	K _C	кг/т	15,5	
Сернистый газ	K _{SO2}	кг/т	20,0	
Оксид углерода	K _{CO}	кг/т	100,0	
Бенз(а)пирен	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		3,5E-06
	M _{CH}	2754		0,3250
Валовый выброс:	g	т/год	$g = 0,013 * K * t * N/ 1000$	
	g _{NO2}	0301		0,1348
	g _{NO}	0304		0,0219
	g _C	0328		0,0653
	g _{SO2}	0330		0,0842
	g _{CO}	0337		0,4212
	g _{бенз(а)}	0703		1E-06
	g _{CH}	2754		0,1264

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



Эксплуатация вновь введенного оборудования (от единицы оборудования)**Источник № 7101. Расчет выбросов ЗВ в атмосферный воздух от дренажной емкости**

Расчет проведен по:

1. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров». РНД 211.2.02.09-2004, Астана, 2005 г.

Расчетная формула:

Расчет выбросов углеводородов производится по формулам:

$$M=0,163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{\max} \cdot K_p^{\max} \cdot K_v \cdot V_{\text{ч}}^{\max} / 10^4 \quad \text{г/сек}$$

$$G=0,294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{\max} \cdot K_v + K_t^{\min}) \cdot K_p^{\text{ср}} \cdot K_{\text{об}} \cdot V / 10^7 / \rho_{\text{ж}} \quad \text{т/год}$$

где K_{tmin} , K_{tmax} - опытные коэффициенты (приложение 7); $K_{\text{ср}}$, K_{tmax} - опытные коэффициенты (приложение 8); P_{38} - давление насыщенных паров нефтей при температуре 38°C, мм.рт.ст m - молекулярная масса паров жидкости, г/моль (приложение 5); $V_{\text{чmax}}$ - максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой изрезервуара во время его закачки, м³/час; K_v - опытный коэффициент (приложение 9); $K_{\text{об}}$ - коэффициент обрачиваемости (приложение 10); $\rho_{\text{ж}}$ - плотность жидкости, т/м³; V - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год.

Исходные данные

Наименование продукта	$V_{\text{ч}}^{\max}$, м ³ /час	V , т/год	Режим эксплуатации	V_p , м ³	$\rho_{\text{ж}}$	кол-во емкостей, шт	$K_{\text{об}}$	ССВ
нефтяная эмульсия	4	10,0	мерник	0	0,8540	1	2,5	отс
продолжение исходных данных								
Конструкция рез-ра	P_{38}	m	$K_t^{\max}$	$K_t^{\min}$	$K_p^{\max}$	$K_p^{\text{ср}}$	K_v	
подземный горизонтальный	77,26	75	1,09	0,92	0,8	0,56	1	

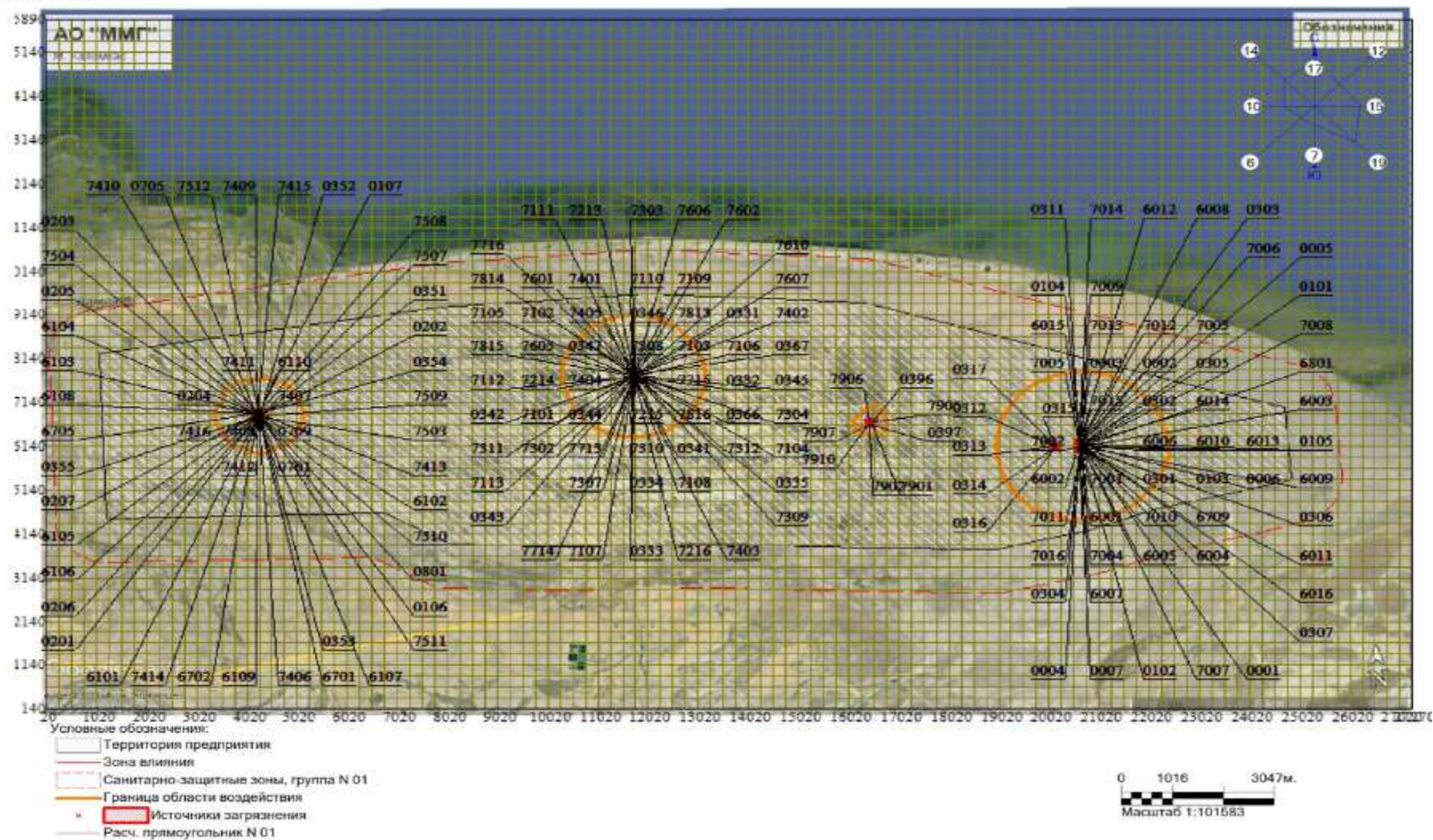
Результаты расчета

Выбросы ЗВ	г/сек	т/год
пары нефти C12-C19	0,3294	0,0056



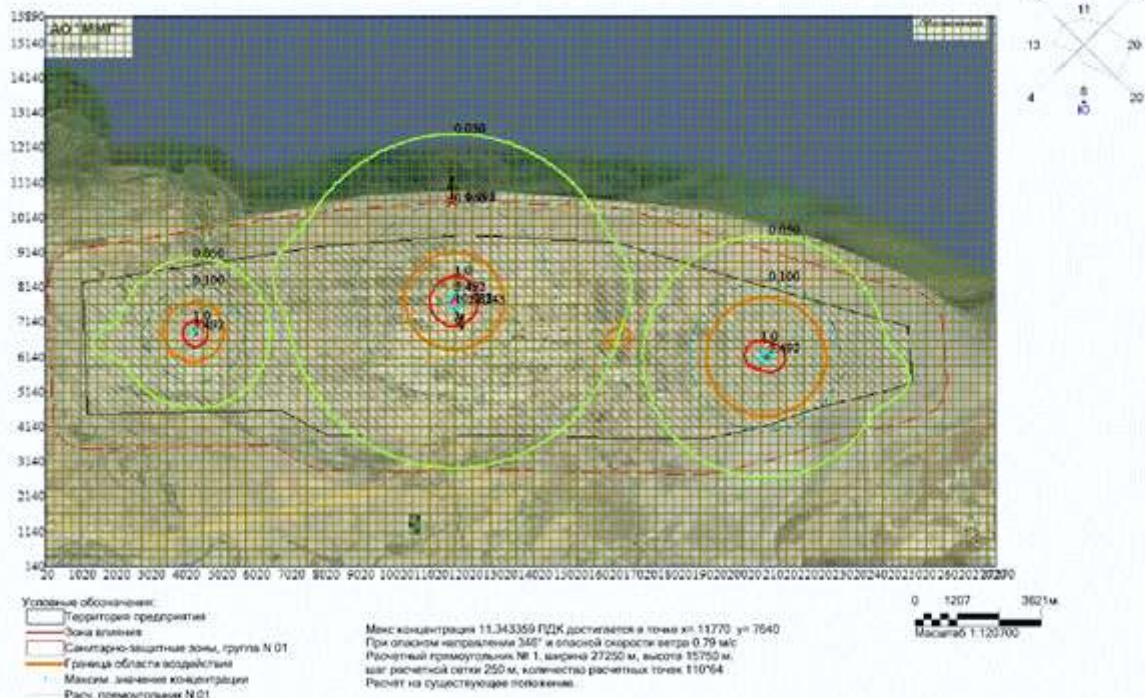
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. КАРТА-СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ЗВ В АТМОСФЕРУ

Город : 788 Каламкас 1
 Объект : 0100 Разработка месторождения Каламкас Вар.№ 4
 ПК ЭРА v3.0

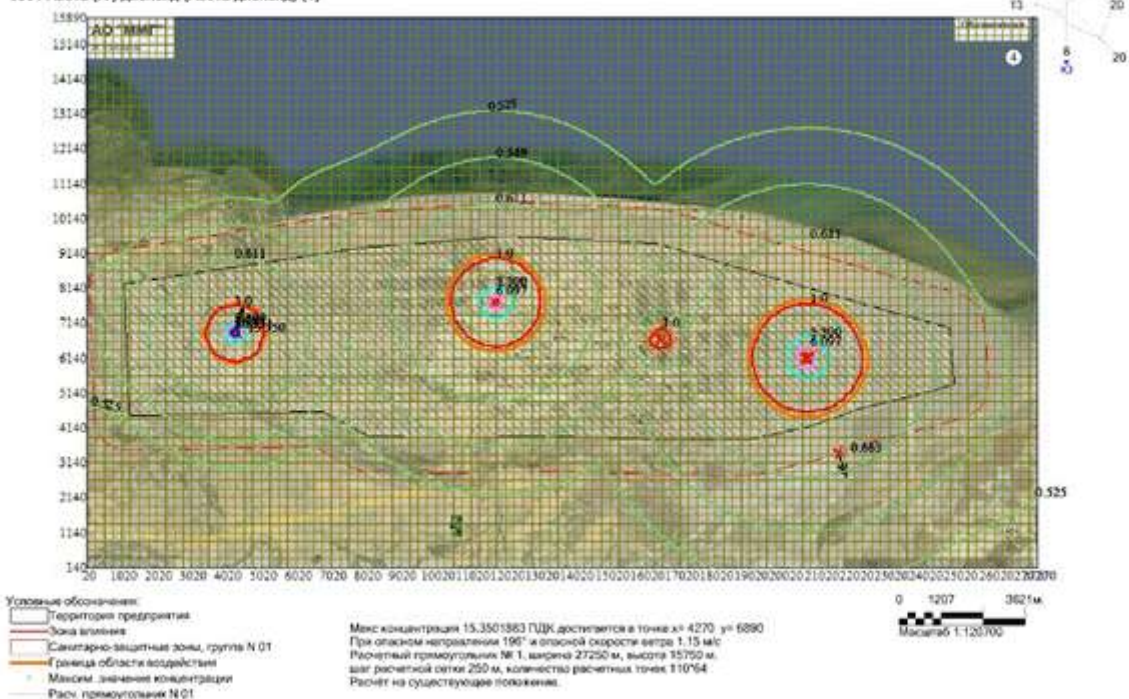


ПРИЛОЖЕНИЕ 3. КАРТЫ-СХЕМЫ ИЗОЛИНИЙ РАСЧЕТНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ. МАШИННЫЙ РАСЧЕТ РАССЕИВАНИЯ ЗВ

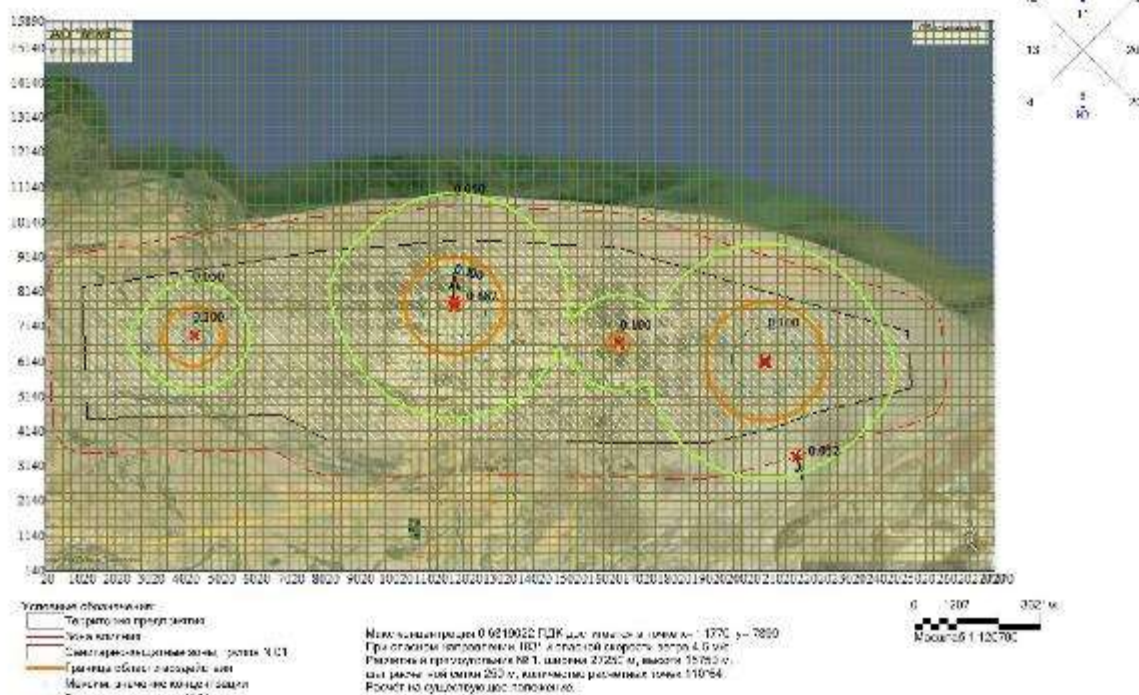
Город : 788 Каламкас 1
Объект : 0100 Разработка месторождения Каламкас Вар.№ 4
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0150 Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876°)



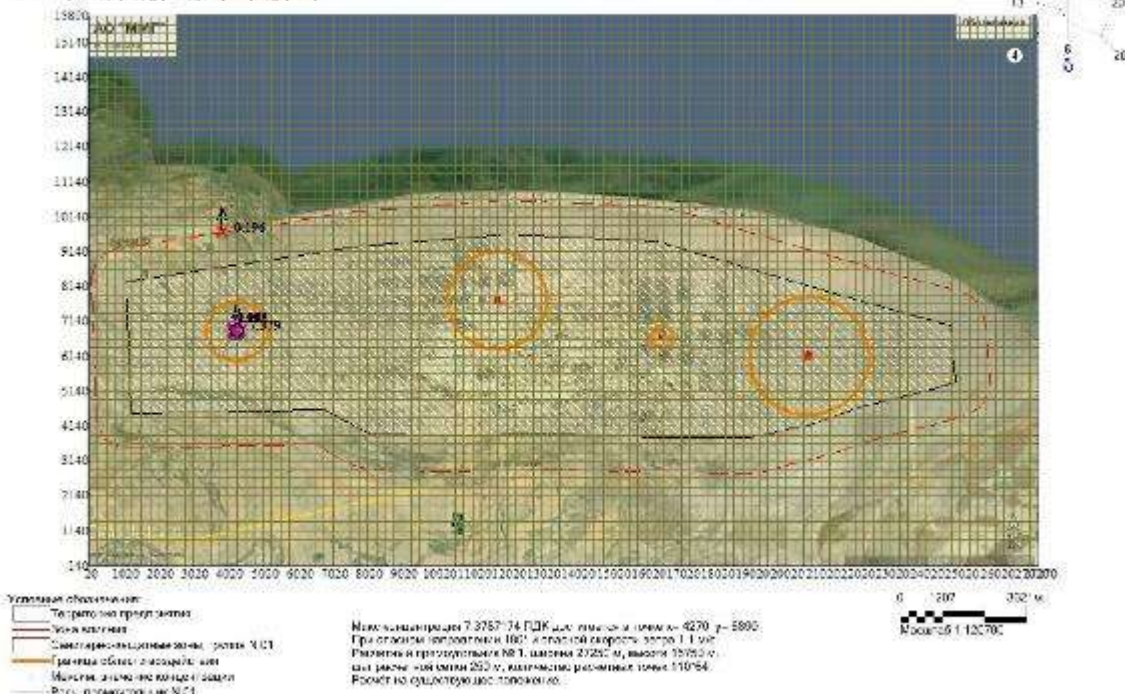
Город : 788 Каламкас 1
Объект : 0100 Разработка месторождения Каламкас Вар.№ 4
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



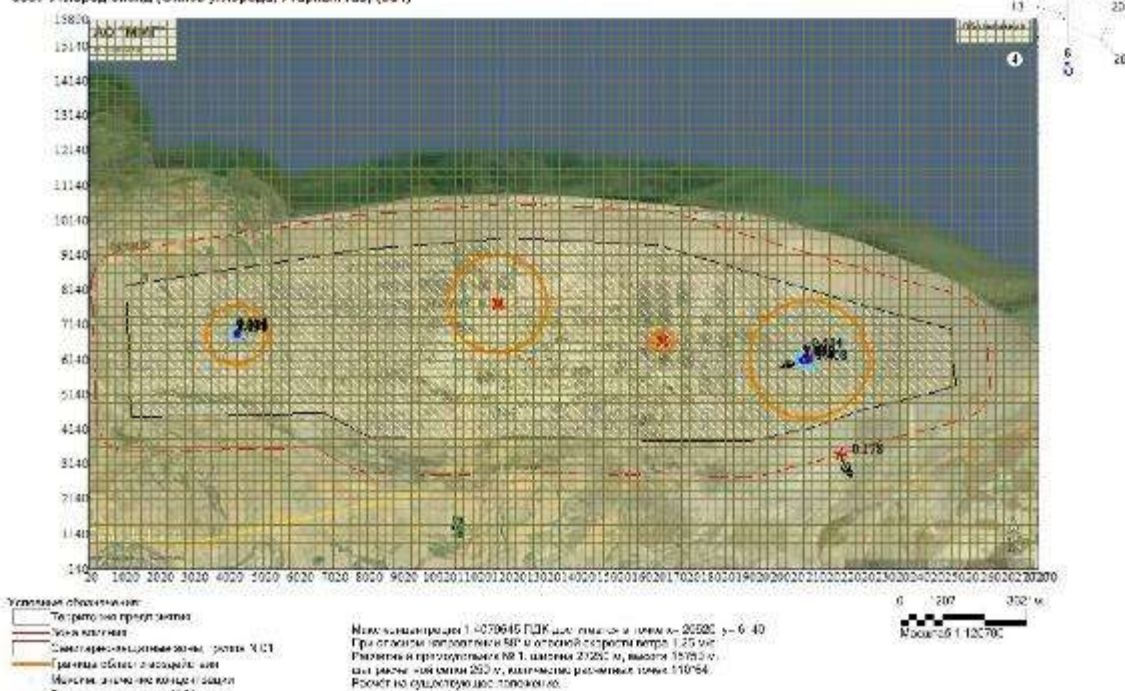
Город : 788 Каламкас 1
 Объект : 0100 Разработка месторождения Каламкас Вар.№ 4
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)



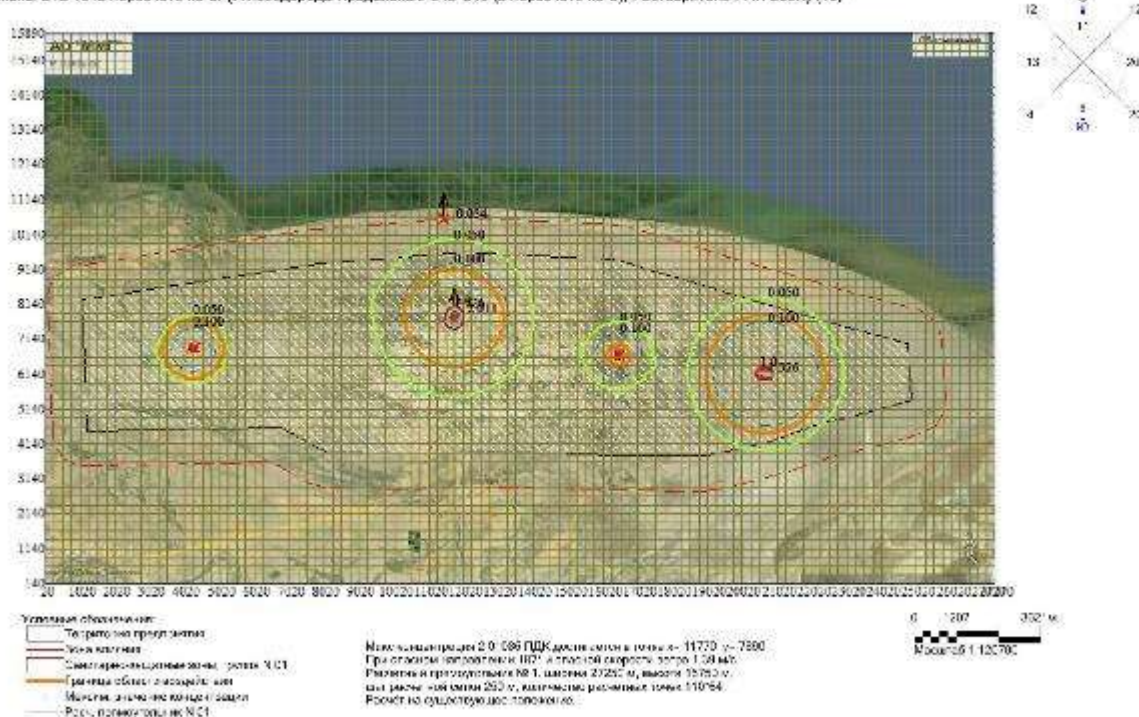
Город : 788 Каламкас 1
 Объект : 0100 Разработка месторождения Каламкас Вар.№ 4
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0333 Сероводород (Дитиокарбондисульфид) (518)



Город: 788 Каламкас 1
Объект: 0100 Разработка месторождения Каламкас Вар.№ 4
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0837 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

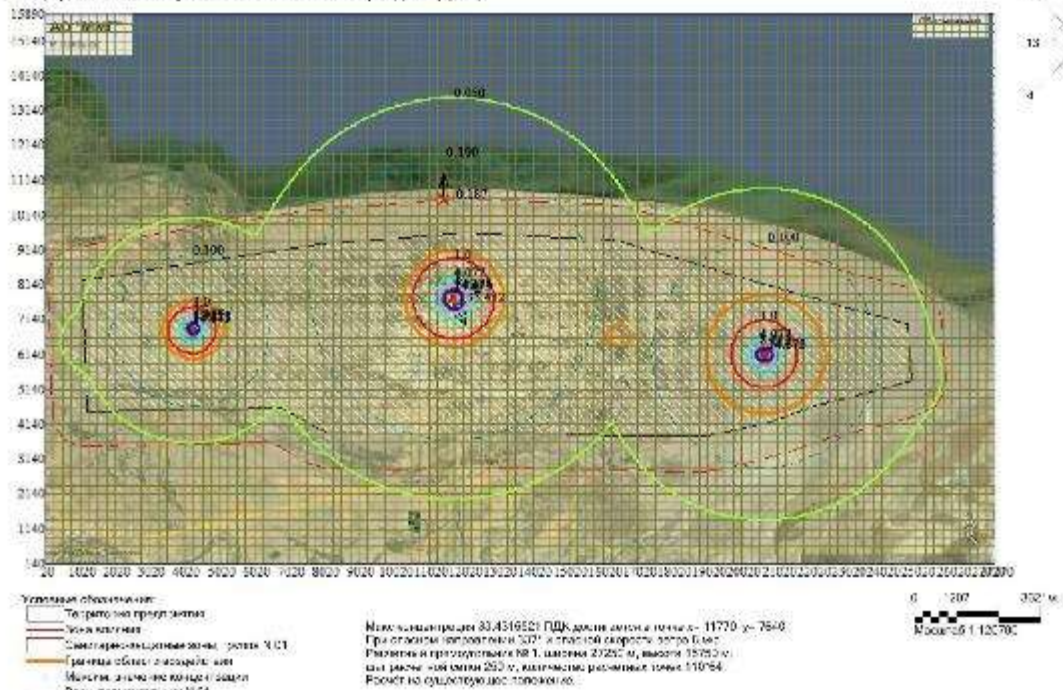


Город: 788 Каламкас 1
Объект: 0100 Разработка месторождения Каламкас Вар.№ 4
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
2754 Алканы C12-19 в пересчете на C1 (Углеводороды предельные C12-C19 в пересчете на C1; Растворитель РГК-265П) (10)

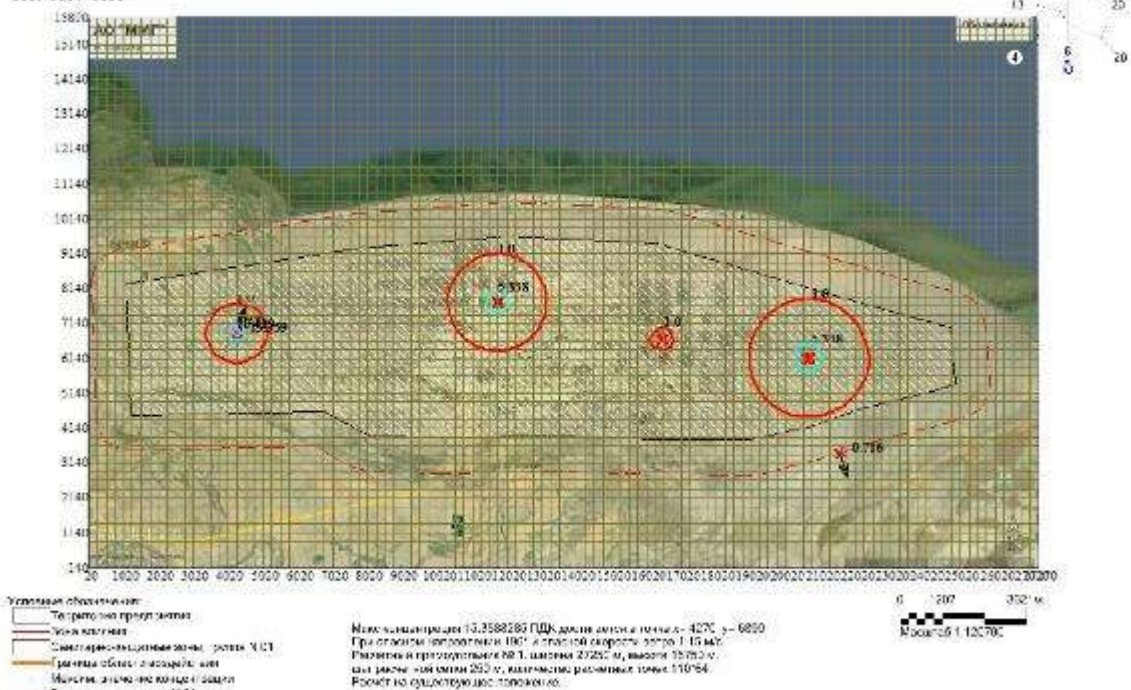


Город : 788 Каленкас 1
Объект : 0100 Разработка мастерождения Каленкас Вар.№ 4
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014

2908 Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлам, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола угли казахстанских месторождений) (494)



Город : 788 Калмыкия 1
Объект : 0100 Разработка месторождений Калмыкия Вар.№ 4
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
6007 0301+0330



1. Общие сведения.

Расчет проведен на ПК "ЭРА" v3.0 фирмы НПП "Логос-Плюс", Новосибирск
Расчет выполнен Филиал ТОО "КМГ Инжиниринг" "КазНИПИмұнайгаз"

| Заключение экспертизы Министерства природных ресурсов и Росгидромета
| на программу: письмо № 140-09213/20и от 30.11.2020

2. Параметры города

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

Название: Каламкас 1

Коэффициент А = 200

Скорость ветра $U_{\text{мр}} = 12.0$ м/с

Средняя скорость ветра = 5.0 м/с

Температура летняя = 25.0 град.С

Температура зимняя = -15.0 град.С

Коэффициент рельефа = 1.00

Площадь города = 0.0 кв.км

Угол между направлением на СЕВЕР и осью X = 90.0 угловых градусов

Здания в объекте не заданы

3. Исходные параметры источников.

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

Город :788 Каламкас 1.

Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.

Вар.расч. :4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:11

Примесь :0301 - Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

ПДКм.р для примеси 0301 = 0.2 мг/м3

Коэффициент рельефа (КР): индивидуальный с источников

Коэффициент оседания (F): индивидуальный с источников

Код	[Тип]	H	D	W ₀	V1	T	X1	Y1	X2	Y2	[Al]	F	KP	[Ди]	Выброс
<Об-П>	<Ис>	м	м	м	м/с	градС	м	м	м	м	м	м	м	м	г/с
010001 0001 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20698	6123							1.0	1.000 1 0.9131000
010001 0002 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20654	6178							1.0	1.000 1 0.9131000
010001 0101 T	4.5	0.75	0.180	0.0786	240.0	20612	6128							1.0	1.000 1 0.1134000
010001 0102 T	4.5	0.75	0.180	0.0786	240.0	20678	6117							1.0	1.000 1 0.1134000
010001 0103 T	4.5	0.75	0.180	0.0786	240.0	20632	6152							1.0	1.000 1 0.1134000
010001 0104 T	4.5	0.75	0.180	0.0786	240.0	20645	6163							1.0	1.000 1 0.1134000
010001 0105 T	4.5	0.75	0.180	0.0786	240.0	20689	6196							1.0	1.000 1 0.1134000
010001 0106 T	4.5	0.75	0.180	0.0786	240.0	4289	6845							1.0	1.000 1 0.1134000
010001 0107 T	4.5	0.75	0.180	0.0786	240.0	4254	6897							1.0	1.000 1 0.1134000
010001 0301 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20645	6123							1.0	1.000 1 0.9131000
010001 0302 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20679	6178							1.0	1.000 1 0.9131000
010001 0331 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	11769	7765							1.0	1.000 1 0.9131000
010001 0341 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	11765	7728							1.0	1.000 1 0.9131000
010001 0342 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	11713	7739							1.0	1.000 1 0.9131000
010001 0351 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	4298	6878							1.0	1.000 1 0.9131000
010001 0366 T	4.0	0.20	20.93	0.6574	500.0	11750	7750							1.0	1.000 1 0.3755000
010001 0367 T	2.5	0.20	2.04	0.0640	200.0	11765	7791							1.0	1.000 1 0.0165700
010001 0396 T	4.0	0.20	20.93	0.6574	500.0	16486	6690							1.0	1.000 1 0.3755000
010001 0397 T	2.5	0.20	2.04	0.0640	200.0	16452	6652							1.0	1.000 1 0.0165700
010001 0701 T	4.5	0.75	0.180	0.0795	240.0	4259	6851							1.0	1.000 1 0.4618000
010001 6011 П1	5.0				50.0	20689	6123	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0009000	
010001 6012 П1	5.0				50.0	20613	6178	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0178000	
010001 7011 П1	5.0				50.0	20678	6145	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0009000	
010001 7012 П1	5.0				50.0	20631	6178	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0178000	
010001 7111 П1	5.0				50.0	11713	7778	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0009000	
010001 7112 П1	5.0				50.0	11721	7732	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0178000	
010001 7311 П1	5.0				50.0	11712	7745	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0009000	
010001 7312 П1	5.0				50.0	11745	7779	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0178000	
010001 7411 П1	5.0				50.0	4254	6879	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0009000	
010001 7412 П1	5.0				50.0	4265	6841	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0178000	
010001 7511 П1	5.0				50.0	4270	6841	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0009000	
010001 7512 П1	5.0				50.0	4251	6896	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0178000	

4. Расчетные параметры C_m, U_m, X_m

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

Город :788 Каламкас 1.

Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.

Вар.расч. :4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:11

Сезон :ЛЕТО (температура воздуха 25.0 град.С)

Примесь :0301 - Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

ПДКм.р для примеси 0301 = 0.2 мг/м3

- Для линейных и площадных источников выброс является суммарным по
| всей площади, а C_m - концентрация одиночного источника,
| расположенного в центре симметрии, с суммарным M

Источники				Их расчетные параметры		
Номер	Код	M	Тип	Cm	Um	Xm
п/п-п-об-п-ис	<об-п>-<ис>	[мг/с]	[градС]	[мг/с]	[м/с]	[м]
1	010001 0001	0.913100	T	3.325818	5.17	91.8
2	010001 0002	0.913100	T	3.325818	5.17	91.8
3	010001 0101	0.113400	T	4.502374	1.01	23.6
4	010001 0102	0.113400	T	4.502374	1.01	23.6
5	010001 0103	0.113400	T	4.502374	1.01	23.6
6	010001 0104	0.113400	T	4.502374	1.01	23.6
7	010001 0105	0.113400	T	4.502374	1.01	23.6
8	010001 0106	0.113400	T	4.502374	1.01	23.6
9	010001 0107	0.113400	T	4.502374	1.01	23.6



10	010001 0301	0.913100	T	3.325818	5.17	91.8
11	010001 0302	0.913100	T	3.325818	5.17	91.8
12	010001 0331	0.913100	T	3.325818	5.17	91.8
13	010001 0341	0.913100	T	3.325818	5.17	91.8
14	010001 0342	0.913100	T	3.325818	5.17	91.8
15	010001 0351	0.913100	T	3.325818	5.17	91.8
16	010001 0366	0.375500	T	1.946223	3.91	76.2
17	010001 0367	0.016570	T	1.619341	1.07	16.6
18	010001 0396	0.375500	T	1.946223	3.91	76.2
19	010001 0397	0.016570	T	1.619341	1.07	16.6
20	010001 0701	0.461800	T	18.200535	1.01	23.7
21	010001 6011	0.000900	П1	0.018948	0.50	28.5
22	010001 6012	0.017800	П1	0.374742	0.50	28.5
23	010001 7011	0.000900	П1	0.018948	0.50	28.5
24	010001 7012	0.017800	П1	0.374742	0.50	28.5
25	010001 7111	0.000900	П1	0.018948	0.50	28.5
26	010001 7112	0.017800	П1	0.374742	0.50	28.5
27	010001 7311	0.000900	П1	0.018948	0.50	28.5
28	010001 7312	0.017800	П1	0.374742	0.50	28.5
29	010001 7411	0.000900	П1	0.018948	0.50	28.5
30	010001 7412	0.017800	П1	0.374742	0.50	28.5
31	010001 7511	0.000900	П1	0.018948	0.50	28.5
32	010001 7512	0.017800	П1	0.374742	0.50	28.5
~~						
Суммарный Mq = 9.456740 г/с						
Сумма См по всем источникам = 85.816971 долей ПДК						
~~						
Средневзвешенная опасная скорость ветра = 2.42 м/с						

5. Управляющие параметры расчета
 ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 Город :788 Каламкас 1.
 Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.
 Вар.расч. :4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:11
 Сезон :ЛЕТО (температура воздуха 25.0 град.С)
 Примесь :0301 - Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
 ПДКм.р для примеси 0301 = 0.2 мг/м3

Фоновая концентрация на постах (в мг/м3 / долях ПДК)

Код загр	Штиль	Северное	Восточное	Южное	Западное
вещества	U<=2м/с	направление	направление	направление	направление
~~					
Пост N 001: X=0, Y=0					
0301	0.0968000	0.0578000	0.0818000	0.0576000	0.0477000
	0.4840000	0.2890000	0.4090000	0.2880000	0.2385000

Расчет по прямоугольнику 001 : 27250x15750 с шагом 250
 Расчет по границе санзоны. Покрытие РП 001
 Направление ветра: автоматический поиск опасного направления от 0 до 360 град.
 Скорость ветра: автоматический поиск опасной скорости от 0.5 до 12.0(Умр) м/с
 Средневзвешенная опасная скорость ветра Uсв= 2.42 м/с

3. Исходные параметры источников.
 ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 Город :788 Каламкас 1.
 Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.
 Вар.расч. :4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:13
 Примесь :0304 - Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)
 ПДКм.р для примеси 0304 = 0.4 мг/м3

Коэффициент рельефа (КР): индивидуальный с источников
 Коэффициент оседания (F): индивидуальный с источников

Код	Тип	H	D	Wo	V1	T	X1	Y1	X2	Y2	Alf	F	KP	Ди	Выброс
<Об-П>	<Ис>	м	м	м/с	м3/с	градС	м	м	м	м	м	м	м	м	г/с
010001 0001	T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20698	6123						1.0 1.000	1 0.1484000
010001 0002	T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20654	6178						1.0 1.000	1 0.1484000
010001 0101	T	4.5	0.75	0.180	0.0786	240.0	20612	6128						1.0 1.000	1 0.0180000
010001 0102	T	4.5	0.75	0.180	0.0786	240.0	20678	6117						1.0 1.000	1 0.0180000
010001 0103	T	4.5	0.75	0.180	0.0786	240.0	20632	6152						1.0 1.000	1 0.0180000
010001 0104	T	4.5	0.75	0.180	0.0786	240.0	20645	6163						1.0 1.000	1 0.0180000
010001 0105	T	4.5	0.75	0.180	0.0786	240.0	20689	6196						1.0 1.000	1 0.0180000
010001 0106	T	4.5	0.75	0.180	0.0786	240.0	4289	6845						1.0 1.000	1 0.0180000
010001 0107	T	4.5	0.75	0.180	0.0786	240.0	4254	6897						1.0 1.000	1 0.0180000
010001 0301	T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20645	6123						1.0 1.000	1 0.1484000
010001 0302	T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20679	6178						1.0 1.000	1 0.1484000
010001 0331	T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	11769	7765						1.0 1.000	1 0.1484000
010001 0341	T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	11765	7728						1.0 1.000	1 0.1484000
010001 0342	T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	11713	7739						1.0 1.000	1 0.1484000
010001 0351	T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	4298	6878						1.0 1.000	1 0.1484000
010001 0366	T	4.0	0.20	20.93	0.6574	500.0	11750	7750						1.0 1.000	1 0.0610000
010001 0367	T	2.5	0.20	2.04	0.0640	200.0	11765	7791						1.0 1.000	1 0.0026900
010001 0396	T	4.0	0.20	20.93	0.6574	500.0	16486	6690						1.0 1.000	1 0.0610000
010001 0397	T	2.5	0.20	2.04	0.0640	200.0	16452	6652						1.0 1.000	1 0.0026900
010001 0701	T	4.5	0.75	0.180	0.0795	240.0	4259	6851						1.0 1.000	1 0.0750000



4. Расчетные параметры См,Um,Xм
ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
Город :788 Каламкас 1.
Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.
Вар.расч. :4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:13
Сезон :ЛЕТО (температура воздуха 25.0 град.С)
Примесь :0304 - Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)
ПДКм.р для примеси 0304 = 0.4 мг/м3

Источники				Их расчетные параметры		
Номер\п/п	Код\<об-п>\<ис>	М	Тип	См	Um	Xm
				[доли ПДК]	[м/с]	[м]
1	010001 0001	0.148400	T	0.270261	5.17	91.8
2	010001 0002	0.148400	T	0.270261	5.17	91.8
3	010001 0101	0.018000	T	0.357331	1.01	23.6
4	010001 0102	0.018000	T	0.357331	1.01	23.6
5	010001 0103	0.018000	T	0.357331	1.01	23.6
6	010001 0104	0.018000	T	0.357331	1.01	23.6
7	010001 0105	0.018000	T	0.357331	1.01	23.6
8	010001 0106	0.018000	T	0.357331	1.01	23.6
9	010001 0107	0.018000	T	0.357331	1.01	23.6
10	010001 0301	0.148400	T	0.270261	5.17	91.8
11	010001 0302	0.148400	T	0.270261	5.17	91.8
12	010001 0331	0.148400	T	0.270261	5.17	91.8
13	010001 0341	0.148400	T	0.270261	5.17	91.8
14	010001 0342	0.148400	T	0.270261	5.17	91.8
15	010001 0351	0.148400	T	0.270261	5.17	91.8
16	010001 0366	0.061000	T	0.158082	3.91	76.2
17	010001 0367	0.002690	T	0.131443	1.07	16.6
18	010001 0396	0.061000	T	0.158082	3.91	76.2
19	010001 0397	0.002690	T	0.131443	1.07	16.6
20	010001 0701	0.075000	T	1.477956	1.01	23.7
Суммарный Mq = 1.515580 г/с						
Сумма См по всем источникам = 6.720416 долей ПДК						
Средневзвешенная опасная скорость ветра = 2.49 м/с						

5. Управляющие параметры расчета
ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
Город :788 Каламкас 1.
Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.
Вар.расч. :4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:13
Сезон :ЛЕТО (температура воздуха 25.0 град.С)
Примесь :0304 - Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)
ПДКм.р для примеси 0304 = 0.4 мг/м3

Фоновая концентрация на постах (в мг/м3 / долях ПДК)					

Код загр	Штиль	Северное	Восточное	Южное	Западное
вещества U<=2м/с направление направление направление направление					

Пост N 001: X=0, Y=0					
0304	0.0147000	0.0239000	0.0208000	0.0639000	0.0184000
	0.0367500	0.0597500	0.0520000	0.1597500	0.0460000

Расчет по прямоугольнику 001 : 27250x15750 с шагом 250
Расчет по границе санзоны. Покрытие РП 001
Направление ветра: автоматический поиск опасного направления от 0 до 360 град.
Скорость ветра: автоматический поиск опасной скорости от 0.5 до 12.0(Умр) м/с
Средневзвешенная опасная скорость ветра Uсв= 2.49 м/с

3. Исходные параметры источников.
ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
Город :788 Каламкас 1.
Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.
Вар.расч. :4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:14
Примесь :0328 - Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)
ПДКм.р для примеси 0328 = 0.15 мг/м3

Коэффициент рельефа (КР): индивидуальный с источников
Коэффициент оседания (F): индивидуальный с источников

Код	Тип	H	D	Wo	V1	T	X1	Y1	X2	Y2	Alf	F	КР	Ди	Выброс
<Об-П>-<Ис> --- --- --- --- --- --- --- --- --- --- --- --- --- --- ---															
010001 0001	T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20698	6123			3.0	1.000	0	0.0594000	гр.
010001 0002	T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20654	6178			3.0	1.000	0	0.0594000	гр.
010001 0301	T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20645	6123			3.0	1.000	0	0.0594000	гр.
010001 0302	T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20679	6178			3.0	1.000	0	0.0594000	гр.
010001 0331	T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	11769	7765			3.0	1.000	0	0.0594000	гр.
010001 0341	T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	11765	7728			3.0	1.000	0	0.0594000	гр.
010001 0342	T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	11713	7739			3.0	1.000	0	0.0594000	гр.
010001 0351	T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	4298	6878			3.0	1.000	0	0.0594000	гр.
010001 0366	T	4.0	0.20	20.93	0.6574	500.0	11750	7750			3.0	1.000	0	0.0244000	гр.
010001 0367	T	2.5	0.20	2.04	0.0640	200.0	11765	7791			3.0	1.000	0	0.0014950	гр.

010001 0396 T	4.0	0.20	20.93	0.6574	500.0	16486	6690	3.0	1.000	0	0.0244000
010001 0397 T	2.5	0.20	2.04	0.0640	200.0	16452	6652	3.0	1.000	0	0.0014950

4. Расчетные параметры C_m, U_m, X_m

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

Город :788 Каламкас I.

Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.

Вар.расч. :4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:14

Сезон :ЛЕТО (температура воздуха 25.0 град.С)

Примесь :0328 - Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

ПДКм.р для примеси 0328 = 0.15 мг/м3

Источники				Их расчетные параметры			
Номер	Код	M	Тип	C_m	U_m	X_m	
1	010001 0001	0.059400	T	0.865419	5.17	45.9	
2	010001 0002	0.059400	T	0.865419	5.17	45.9	
3	010001 0301	0.059400	T	0.865419	5.17	45.9	
4	010001 0302	0.059400	T	0.865419	5.17	45.9	
5	010001 0331	0.059400	T	0.865419	5.17	45.9	
6	010001 0341	0.059400	T	0.865419	5.17	45.9	
7	010001 0342	0.059400	T	0.865419	5.17	45.9	
8	010001 0351	0.059400	T	0.865419	5.17	45.9	
9	010001 0366	0.024400	T	0.505863	3.91	38.1	
10	010001 0367	0.001495	T	0.584409	1.07	8.3	
11	010001 0396	0.024400	T	0.505863	3.91	38.1	
12	010001 0397	0.001495	T	0.584409	1.07	8.3	
Суммарный $M_q = 0.526990$ г/с							
Сумма C_m по всем источникам = 9.103897 долей ПДК							
Средневзвешенная опасная скорость ветра = 4.50 м/с							

5. Управляющие параметры расчета

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

Город :788 Каламкас I.

Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.

Вар.расч. :4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:14

Сезон :ЛЕТО (температура воздуха 25.0 град.С)

Примесь :0328 - Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

ПДКм.р для примеси 0328 = 0.15 мг/м3

Фоновая концентрация не задана

Расчет по прямоугольнику 001 : 27250x15750 с шагом 250

Расчет по границе санзоны. Покрытие РП 001

Направление ветра: автоматический поиск опасного направления от 0 до 360 град.

Скорость ветра: автоматический поиск опасной скорости от 0.5 до 12.0($U_{мр}$) м/сСредневзвешенная опасная скорость ветра $U_{св} = 4.5$ м/с

3. Исходные параметры источников.

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

Город :788 Каламкас I.

Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.

Вар.расч. :4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:14

Примесь :0330 - Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

ПДКм.р для примеси 0330 = 0.5 мг/м3

Коэффициент рельефа (КР): индивидуальный с источников

Коэффициент оседания (F): индивидуальный с источников

Код	Тип	H	D	W ₀	V1	T	X1	Y1	X2	Y2	Alf	F	КР	Ди	Выброс
<Об-П>	<Ис>	м	м	м	м/с	град	м	м	м	м	м	м	м	м	г/с
010001 0001 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20698	6123	1.0	1.000	1	0.1427000				
010001 0002 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20654	6178	1.0	1.000	1	0.1427000				
010001 0301 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20645	6123	1.0	1.000	1	0.1427000				
010001 0302 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20679	6178	1.0	1.000	1	0.1427000				
010001 0331 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	11769	7765	1.0	1.000	1	0.1427000				
010001 0341 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	11765	7728	1.0	1.000	1	0.1427000				
010001 0342 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	11713	7739	1.0	1.000	1	0.1427000				
010001 0351 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	4298	6878	1.0	1.000	1	0.1427000				
010001 0366 T	4.0	0.20	20.93	0.6574	500.0	11750	7750	1.0	1.000	1	0.0587000				
010001 0367 T	2.5	0.20	2.04	0.0640	200.0	11765	7791	1.0	1.000	1	0.0352000				
010001 0396 T	4.0	0.20	20.93	0.6574	500.0	16486	6690	1.0	1.000	1	0.0587000				
010001 0397 T	2.5	0.20	2.04	0.0640	200.0	16452	6652	1.0	1.000	1	0.0352000				

4. Расчетные параметры C_m, U_m, X_m

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

Город :788 Каламкас I.

Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.

Вар.расч. :4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:14

Сезон :ЛЕТО (температура воздуха 25.0 град.С)

Примесь :0330 - Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

ПДКм.р для примеси 0330 = 0.5 мг/м3



Источники				Их расчетные параметры		
Номер	Код	М	Тип	См	Um	Xm
-п/п- <об-п>-<ис>-	-----	-----	-----	-[доли ПДК]-	-[м/с]-	-[м]-
1	010001 0001	0.142700	T	0.207905	5.17	91.8
2	010001 0002	0.142700	T	0.207905	5.17	91.8
3	010001 0301	0.142700	T	0.207905	5.17	91.8
4	010001 0302	0.142700	T	0.207905	5.17	91.8
5	010001 0331	0.142700	T	0.207905	5.17	91.8
6	010001 0341	0.142700	T	0.207905	5.17	91.8
7	010001 0342	0.142700	T	0.207905	5.17	91.8
8	010001 0351	0.142700	T	0.207905	5.17	91.8
9	010001 0366	0.058700	T	0.121697	3.91	76.2
10	010001 0367	0.035200	T	1.376000	1.07	16.6
11	010001 0396	0.058700	T	0.121697	3.91	76.2
12	010001 0397	0.035200	T	1.376000	1.07	16.6
~~						
Суммарный Mq = 1.329400 г/с						
Сумма См по всем источникам =				4.658631	долей ПДК	
~~						
Средневзвешенная опасная скорость ветра =				2.68	м/с	

5. Управляющие параметры расчета
ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
Город :788 Каламкас 1.
Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.
Вар.расч.:4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:14
Сезон :ЛЕТО (температура воздуха 25.0 град.С)
Примесь :0330 - Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
ПДКм.р для примеси 0330 = 0.5 мг/м3

Фоновая концентрация на постах (в мг/м3 / долях ПДК)					
[Код загр]	Штиль	Северное	Восточное	Южное	Западное
[вещества]	U<=2м/с	[направление]	[направление]	[направление]	[направление]
~~					
[Пост N 001: X=0, Y=0					
0330 0.0216000 0.0216000 0.0216000 0.0216000 0.0216000					
0.0432000 0.0432000 0.0432000 0.0432000 0.0432000					
~~					

Расчет по прямоугольнику 001 : 27250x15750 с шагом 250
Расчет по границе санзоны. Покрытие РП 001
Направление ветра: автоматический поиск опасного направления от 0 до 360 град.
Скорость ветра: автоматический поиск опасной скорости от 0.5 до 12.0(Умр) м/с
Средневзвешенная опасная скорость ветра Uсв= 2.68 м/с

3. Исходные параметры источников.
ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
Город :788 Каламкас 1.
Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.
Вар.расч.:4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:15
Примесь :0333 - Сероводород (Дигидросульфид) (518)
ПДКм.р для примеси 0333 = 0.008 мг/м3

Коэффициент рельефа (КР): индивидуальный с источников
Коэффициент оседания (F): индивидуальный с источников

Код	[Тип]	H	D	Wo	V1	T	X1	Y1	X2	Y2	Alf	F	КР	[Ди]	Выброс
<Об-П>-<Ис>-	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
010001 0709	T	2.0		0.050	0.560	0.0011	30.0	4238	6871					1.0	1.000 1 0.0002000
010001 0801	T	2.0		0.050	0.560	0.0011	30.0	4270	6845					1.0	1.000 1 0.0028000
010001 6007	П1	2.0				30.0	20636	6120	2	3	0	1.0	1.000	1	0.0000300
010001 6010	П1	2.0				30.0	20654	6145	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0000600
010001 6101	П1	2.0				30.0	4230	6813	50	50	58	1.0	1.000	1	0.0001000
010001 6102	П1	2.0				30.0	4287	6871	50	50	53	1.0	1.000	1	0.0001000
010001 6103	П1	2.0				30.0	4256	6890	50	50	62	1.0	1.000	1	0.0001000
010001 6104	П1	2.0				30.0	4215	6870	50	50	58	1.0	1.000	1	0.0001000
010001 6105	П1	2.0				30.0	4230	6830	50	50	58	1.0	1.000	1	0.0001000
010001 6106	П1	2.0				30.0	4215	6845	50	50	57	1.0	1.000	1	0.0001000
010001 6107	П1	2.0				30.0	4278	6821	50	50	57	1.0	1.000	1	0.0001000
010001 6108	П1	2.0				30.0	4210	6897	50	50	56	1.0	1.000	1	0.0001000
010001 6109	П1	2.0				30.0	4221	6831	50	50	59	1.0	1.000	1	0.0001000
010001 6110	П1	2.0				30.0	4269	6879	50	50	58	1.0	1.000	1	0.0001100
010001 6701	П1	2.0				30.0	4258	6813	10	20	0	1.0	1.000	1	0.0002000
010001 6702	П1	2.0				30.0	4217	6810	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0010000
010001 6705	П1	2.0				30.0	4239	6897	4	4	0	1.0	1.000	1	0.0002000
010001 6709	П1	2.0				30.0	20663	6188	5	4	0	1.0	1.000	1	0.0000300
010001 6801	П1	2.0				30.0	20689	6145	5	4	0	1.0	1.000	1	0.0001000
010001 7007	П1	2.0				30.0	20678	6123	2	3	0	1.0	1.000	1	0.0000300
010001 7010	П1	2.0				30.0	20646	6139	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0000600
010001 7107	П1	2.0				30.0	11740	7713	2	3	0	1.0	1.000	1	0.0000300
010001 7110	П1	2.0				30.0	11739	7752	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0000600
010001 7307	П1	2.0				30.0	11732	7740	2	3	0	1.0	1.000	1	0.0000300
010001 7310	П1	2.0				30.0	11765	7732	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0000600
010001 7407	П1	2.0				30.0	4256	6879	2	3	0	1.0	1.000	1	0.0000300
010001 7410	П1	2.0				30.0	4212	6874	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0000600
010001 7507	П1	2.0				30.0	4250	6820	2	3	0	1.0	1.000	1	0.0000300



ПРИЛОЖЕНИЕ

010001 7510 П1	2.0	30.0	4290	6852	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0000600
010001 7607 П1	2.0	30.0	11760	7790	2	3	0	1.0	1.000	1	0.0000300
010001 7610 П1	2.0	30.0	11780	7763	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0000600
010001 7907 П1	2.0	30.0	16425	6656	2	3	0	1.0	1.000	1	0.0000300
010001 7910 П1	2.0	30.0	16420	6654	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0000600

4. Расчетные параметры См,Um,Xм

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

Город :788 Каламкас 1.

Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.

Вар.расч.:4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:15

Сезон :ЛЕТО (температура воздуха 25.0 град.С)

Примесь :0333 - Сероводород (Дигидросульфид) (518)

ПДКм.р для примеси 0333 = 0.008 мг/м3

- Для линейных и площадных источников выброс является суммарным по всей площади, а C_m - концентрация одиночного источника, расположенного в центре симметрии, с суммарным М

Источники			Их расчетные параметры			
Номер	Код	М	Тип	C_m	U_m	X_m
п/п	об-п	не	-----	-----	-----	-----
1	010001 0709	0.000200	Т	3.863585	0.50	5.2
2	010001 0801	0.002800	Т	54.091999	0.50	5.2
3	010001 6007	0.000030	П1	0.133937	0.50	11.4
4	010001 6010	0.000060	П1	0.267874	0.50	11.4
5	010001 6101	0.000100	П1	0.446457	0.50	11.4
6	010001 6102	0.000100	П1	0.446457	0.50	11.4
7	010001 6103	0.000100	П1	0.446457	0.50	11.4
8	010001 6104	0.000100	П1	0.446457	0.50	11.4
9	010001 6105	0.000100	П1	0.446457	0.50	11.4
10	010001 6106	0.000100	П1	0.446457	0.50	11.4
11	010001 6107	0.000100	П1	0.446457	0.50	11.4
12	010001 6108	0.000100	П1	0.446457	0.50	11.4
13	010001 6109	0.000100	П1	0.446457	0.50	11.4
14	010001 6110	0.000110	П1	0.491102	0.50	11.4
15	010001 6701	0.000200	П1	0.892913	0.50	11.4
16	010001 6702	0.001000	П1	4.464566	0.50	11.4
17	010001 6705	0.000200	П1	0.892913	0.50	11.4
18	010001 6709	0.000030	П1	0.133937	0.50	11.4
19	010001 6801	0.000100	П1	0.446457	0.50	11.4
20	010001 7007	0.000030	П1	0.133937	0.50	11.4
21	010001 7010	0.000060	П1	0.267874	0.50	11.4
22	010001 7107	0.000030	П1	0.133937	0.50	11.4
23	010001 7110	0.000060	П1	0.267874	0.50	11.4
24	010001 7307	0.000030	П1	0.133937	0.50	11.4
25	010001 7310	0.000060	П1	0.267874	0.50	11.4
26	010001 7407	0.000030	П1	0.133937	0.50	11.4
27	010001 7410	0.000060	П1	0.267874	0.50	11.4
28	010001 7507	0.000030	П1	0.133937	0.50	11.4
29	010001 7510	0.000060	П1	0.267874	0.50	11.4
30	010001 7607	0.000030	П1	0.133937	0.50	11.4
31	010001 7610	0.000060	П1	0.267874	0.50	11.4
32	010001 7907	0.000030	П1	0.133937	0.50	11.4
33	010001 7910	0.000060	П1	0.267874	0.50	11.4
Суммарный $M_q = 0.006260$ г/с						
Сумма C_m по всем источникам = 72.510063 долей ПДК						
Средневзвешенная опасная скорость ветра = 0.50 м/с						

5. Управляющие параметры расчета

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

Город :788 Каламкас 1.

Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.

Вар.расч.:4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:15

Сезон :ЛЕТО (температура воздуха 25.0 град.С)

Примесь :0333 - Сероводород (Дигидросульфид) (518)

ПДКм.р для примеси 0333 = 0.008 мг/м3

Фоновая концентрация на постах (в мг/м3 / долях ПДК)

Код загр	Штиль	Северное	Восточное	Южное	Западное
вещества	$U \leq 2$ м/с	направление	направление	направление	направление
Пост N 001: X=0, Y=0					
0333	0.0015000	0.0007000	0.0009000	0.0008000	0.0004600
	0.1875000	0.0875000	0.1125000	0.1000000	0.0575000

Расчет по прямоугольнику 001 : 27250x15750 с шагом 250

Расчет по границе санзоны. Покрытие РП 001

Направление ветра: автоматический поиск опасного направления от 0 до 360 град.

Скорость ветра: автоматический поиск опасной скорости от 0.5 до 12.0($U_{мр}$) м/с

Средневзвешенная опасная скорость ветра $U_{св} = 0.5$ м/с



3. Исходные параметры источников.

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
Город :788 Каламкас 1.
Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.
Вар.расч. :4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:18
Примесь :0337 - Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)
ПДКм.р для примеси 0337 = 5.0 мг/м3

Коэффициент рельефа (КР): индивидуальный с источников
Коэффициент оседания (F): индивидуальный с источников

Код	Тип	H	D	Wo	V1	T	X1	Y1	X2	Y2	Alf	F	КР	Ди	Выброс
<Об-П>	<Ис>	м	м	м/с	м3/с	градС	м	м	м	м	м	м	м	м	г/с
010001 0001	T	4.0		0.20	31.78	0.9985	500.0	20698	6123				1.0	1.000	1 0.7371000
010001 0002	T	4.0		0.20	31.78	0.9985	500.0	20654	6178				1.0	1.000	1 0.7371000
010001 0101	T	4.5		0.75	0.180	0.0786	240.0	20612	6128				1.0	1.000	1 0.8631000
010001 0102	T	4.5		0.75	0.180	0.0786	240.0	20678	6117				1.0	1.000	1 0.8631000
010001 0103	T	4.5		0.75	0.180	0.0786	240.0	20632	6152				1.0	1.000	1 0.8631000
010001 0104	T	4.5		0.75	0.180	0.0786	240.0	20645	6163				1.0	1.000	1 0.8631000
010001 0105	T	4.5		0.75	0.180	0.0786	240.0	20689	6196				1.0	1.000	1 0.8631000
010001 0106	T	4.5		0.75	0.180	0.0786	240.0	4289	6845				1.0	1.000	1 0.8631000
010001 0107	T	4.5		0.75	0.180	0.0786	240.0	4254	6897				1.0	1.000	1 0.8631000
010001 0301	T	4.0		0.20	31.78	0.9985	500.0	20645	6123				1.0	1.000	1 0.7371000
010001 0302	T	4.0		0.20	31.78	0.9985	500.0	20679	6178				1.0	1.000	1 0.7371000
010001 0331	T	4.0		0.20	31.78	0.9985	500.0	11769	7765				1.0	1.000	1 0.7371000
010001 0341	T	4.0		0.20	31.78	0.9985	500.0	11765	7728				1.0	1.000	1 0.7371000
010001 0342	T	4.0		0.20	31.78	0.9985	500.0	11713	7739				1.0	1.000	1 0.7371000
010001 0351	T	4.0		0.20	31.78	0.9985	500.0	4298	6878				1.0	1.000	1 0.7371000
010001 0366	T	4.0		0.20	20.93	0.6574	500.0	11750	7750				1.0	1.000	1 0.3031000
010001 0367	T	2.5		0.20	2.04	0.0640	200.0	11765	7791				1.0	1.000	1 0.0831000
010001 0396	T	4.0		0.20	20.93	0.6574	500.0	16486	6690				1.0	1.000	1 0.3031000
010001 0397	T	2.5		0.20	2.04	0.0640	200.0	16452	6652				1.0	1.000	1 0.0831000
010001 0701	T	4.5		0.75	0.180	0.0795	240.0	4259	6851				1.0	1.000	1 0.3816000
010001 6011	П1	5.0				50.0	20689	6123	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0044000
010001 6012	П1	5.0				50.0	20613	6178	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0178000
010001 7011	П1	5.0				50.0	20678	6145	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0044000
010001 7012	П1	5.0				50.0	20631	6178	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0178000
010001 7111	П1	5.0				50.0	11713	7778	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0044000
010001 7112	П1	5.0				50.0	11721	7732	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0178000
010001 7311	П1	5.0				50.0	11712	7745	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0044000
010001 7312	П1	5.0				50.0	11745	7779	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0178000
010001 7411	П1	5.0				50.0	4254	6879	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0044000
010001 7412	П1	5.0				50.0	4265	6841	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0178000
010001 7511	П1	5.0				50.0	4270	6841	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0044000
010001 7512	П1	5.0				50.0	4251	6896	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0178000

4. Расчетные параметры См,Um,Xм

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
Город :788 Каламкас 1.
Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.
Вар.расч. :4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:18
Сезон :ЛЕТО (температура воздуха 25.0 град.С)
Примесь :0337 - Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)
ПДКм.р для примеси 0337 = 5.0 мг/м3

- Для линейных и площадных источников выброс является суммарным по
всей площади, а См - концентрация одиночного источника,
расположенного в центре симметрии, с суммарным М

Источники				Их расчетные параметры		
Номер\п/п	Код	М	Тип	См	Um	Xm
		[м]		[доли ПДК]	[м/с]	[м]
1	010001 0001	0.737100	T	0.107391	5.17	91.8
2	010001 0002	0.737100	T	0.107391	5.17	91.8
3	010001 0101	0.863100	T	1.370723	1.01	23.6
4	010001 0102	0.863100	T	1.370723	1.01	23.6
5	010001 0103	0.863100	T	1.370723	1.01	23.6
6	010001 0104	0.863100	T	1.370723	1.01	23.6
7	010001 0105	0.863100	T	1.370723	1.01	23.6
8	010001 0106	0.863100	T	1.370723	1.01	23.6
9	010001 0107	0.863100	T	1.370723	1.01	23.6
10	010001 0301	0.737100	T	0.107391	5.17	91.8
11	010001 0302	0.737100	T	0.107391	5.17	91.8
12	010001 0331	0.737100	T	0.107391	5.17	91.8
13	010001 0341	0.737100	T	0.107391	5.17	91.8
14	010001 0342	0.737100	T	0.107391	5.17	91.8
15	010001 0351	0.737100	T	0.107391	5.17	91.8
16	010001 0366	0.303100	T	0.062839	3.91	76.2
17	010001 0367	0.083100	T	0.324845	1.07	16.6
18	010001 0396	0.303100	T	0.062839	3.91	76.2
19	010001 0397	0.083100	T	0.324845	1.07	16.6
20	010001 0701	0.381600	T	0.601587	1.01	23.7
21	010001 6011	0.004400	П1	0.003705	0.50	28.5
22	010001 6012	0.017800	П1	0.014990	0.50	28.5
23	010001 7011	0.004400	П1	0.003705	0.50	28.5
24	010001 7012	0.017800	П1	0.014990	0.50	28.5
25	010001 7111	0.004400	П1	0.003705	0.50	28.5
26	010001 7112	0.017800	П1	0.014990	0.50	28.5



27	010001 7311	0.004400	П1	0.003705	0.50	28.5
28	010001 7312	0.017800	П1	0.014990	0.50	28.5
29	010001 7411	0.004400	П1	0.003705	0.50	28.5
30	010001 7412	0.017800	П1	0.014990	0.50	28.5
31	010001 7511	0.004400	П1	0.003705	0.50	28.5
32	010001 7512	0.017800	П1	0.014990	0.50	28.5
~~						
Суммарный $M_q = 13.225700$ т/с						
Сумма S_m по всем источникам =					11.943308 долей ПДК	
~~						
Средневзвешенная опасная скорость ветра =					1.34 м/с	
~~						

5. Управляющие параметры расчета

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

Город :788 Каламкас 1.

Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.

Вар.расч. :4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.2024 18:18

Сезон : ЛЕТО (температура воздуха 25.0 град.С)

Примесь :0337 - Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

ПДК_{м.р} для примеси 0337 = 5.0 мг/м³

Фоновая концентрация на постах (в мг/м3 / долях ПДК)

Код загр	Штиль	Северное	Восточное	Южное	Западное
вещества	U<=2м/с	направление	направление	направление	направление

Постр N 001: X=0, Y=0					
0337	0.8195000	0.5133000	0.6028000	0.6553000	0.5183000
	0.1639000	0.1026600	0.1205600	0.1310600	0.1036600

Расчет по прямоугольнику 001 : 27250x15750 с шагом 250

Расчет по границе санзоны. Покрытие РП 001

Направление ветра: автоматический поиск опасного направления от 0 до 360 град.

Скорость ветра: автоматический поиск опасной скорости от 0.5 до 12.0(U_{мр}) м/с

Средневзвешенная опасная скорость ветра $U_{св} = 1.34 \text{ м/с}$

3. Исходные параметры источников.

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

Город :788 Каламкас 1.

Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.

Вер.расч.:4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.2024 18:21

Примесь :1325 - Формальдегид (Метаналь) (609)

ПДК_{м.р} для примеси 1325 = 0.05 мг/м³

Коэффициент рельефа (КР): индивидуальный с источников

Коэффициент оседания (F): индивидуальный с источников

Код	Тип	H	D	Wo	V1	T	X1	Y1	X2	Y2	Al	F	KP	Ди	Выброс
<Об-П>	<Ис>	м	м	м	м	м/с	м3/с	градС	м	м	м	м	м	м	г/с
010001 0001 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20698	6123				1.0	1.000	0	0.0143000	
010001 0002 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20654	6178				1.0	1.000	0	0.0143000	
010001 0301 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20645	6123				1.0	1.000	0	0.0143000	
010001 0302 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20679	6178				1.0	1.000	0	0.0143000	
010001 0331 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	11769	7765				1.0	1.000	0	0.0143000	
010001 0341 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	11765	7728				1.0	1.000	0	0.0143000	
010001 0342 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	11713	7739				1.0	1.000	0	0.0143000	
010001 0351 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	4298	6878				1.0	1.000	0	0.0143000	
010001 0366 T	4.0	0.20	20.93	0.6574	500.0	11750	7750				1.0	1.000	0	0.0059000	
010001 0396 T	4.0	0.20	20.93	0.6574	500.0	16486	6690				1.0	1.000	0	0.0059000	

4. Расчетные параметры C_m, U_m, X_m

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

Город :788 Каламкас 1.

Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.

Вар.расч.:4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.2024 18:21

Сезон : ЛЕТО (температура воздуха 25.0 град.С)

Примесь :1325 - Формальдегид (Метаналь) (609)

ПДК_{м.р} для примеси 1325 = 0.05 мг/м³

Источники					Их расчетные параметры		
Номер	Код	М	Тип	См	Um	Xm	
-п/п-	<об-п>	<ис>		-[доли ПДК]-	-[м/с]-	-[г/м]-	
1	010001 0001		0.014300	T	0.208342	5.17	91.8
2	010001 0002		0.014300	T	0.208342	5.17	91.8
3	010001 0301		0.014300	T	0.208342	5.17	91.8
4	010001 0302		0.014300	T	0.208342	5.17	91.8
5	010001 0331		0.014300	T	0.208342	5.17	91.8
6	010001 0341		0.014300	T	0.208342	5.17	91.8
7	010001 0342		0.014300	T	0.208342	5.17	91.8
8	010001 0351		0.014300	T	0.208342	5.17	91.8
9	010001 0366		0.005900	T	0.122319	3.91	76.2
10	010001 0396		0.005900	T	0.122319	3.91	76.2
Суммарный Mq = 0.126200 г/с							
Сумма См по всем источникам =					1.911372 долей ПДК		



Средневзвешенная опасная скорость ветра = 5.01 м/с

5. Управляющие параметры расчета
 ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 Город :788 Каламкас I.
 Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.
 Вар.расч.:4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:21
 Сезон :ЛЕТО (температура воздуха 25.0 град.С)
 Примесь :1325 - Формальдегид (Метаналь) (609)
 ПДКм.р для примеси 1325 = 0.05 мг/м3

Фоновая концентрация не задана

Расчет по прямоугольнику 001 : 27250x15750 с шагом 250
 Расчет по границе санзоны. Покрытие РП 001
 Направление ветра: автоматический поиск опасного направления от 0 до 360 град.
 Скорость ветра: автоматический поиск опасной скорости от 0.5 до 12.0(Умр) м/с
 Средневзвешенная опасная скорость ветра Усв= 5.01 м/с

3. Исходные параметры источников.
 ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 Город :788 Каламкас I.
 Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.
 Вар.расч.:4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:21
 Примесь :2754 - Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)
 ПДКм.р для примеси 2754 = 1.0 мг/м3

Коэффициент рельефа (КР): индивидуальный с источников
 Коэффициент оседания (F): индивидуальный с источников

Код	[Тип]	H	D	Wo	V1	T	X1	Y1	X2	Y2	Alf	F	КР	Ди	Выброс
<Об-П>	<Ис>	м	м	м/с	м3/с	градС	м	м	м	м	м	м	м	м	г/с
010001 0001 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20698	6123							1.0	1.000 0 0.3448000
010001 0002 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20654	6178							1.0	1.000 0 0.3448000
010001 0301 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20645	6123							1.0	1.000 0 0.3448000
010001 0302 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20679	6178							1.0	1.000 0 0.3448000
010001 0331 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	11769	7765							1.0	1.000 0 0.3448000
010001 0341 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	11765	7728							1.0	1.000 0 0.3448000
010001 0342 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	11713	7739							1.0	1.000 0 0.3448000
010001 0351 T	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	4298	6878							1.0	1.000 0 0.3448000
010001 0366 T	4.0	0.20	20.93	0.6574	500.0	11750	7750							1.0	1.000 0 0.1418000
010001 0396 T	4.0	0.20	20.93	0.6574	500.0	16486	6690							1.0	1.000 0 0.1418000
010001 6001 П1	2.0			30.0	20645	6181	2	2	0	1.0	1.000 0 0.0013300				
010001 6002 П1	2.0			30.0	20625	6189	2	2	0	1.0	1.000 0 0.0417000				
010001 6004 П1	2.0			30.0	20685	6132	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0199000				
010001 6005 П1	2.0			30.0	20658	6178	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0794000				
010001 6006 П1	2.0			30.0	20674	6145	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0816000				
010001 6007 П1	2.0			30.0	20636	6120	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0099700				
010001 6010 П1	2.0			30.0	20654	6145	2	2	0	1.0	1.000 0 0.0221400				
010001 7001 П1	2.0			30.0	20631	6178	2	2	0	1.0	1.000 0 0.0013300				
010001 7002 П1	2.0			30.0	20679	6132	2	2	0	1.0	1.000 0 0.0417000				
010001 7004 П1	2.0			30.0	20654	6189	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0199000				
010001 7005 П1	2.0			30.0	20613	6154	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0794000				
010001 7006 П1	2.0			30.0	20645	6178	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0816000				
010001 7007 П1	2.0			30.0	20678	6123	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0099700				
010001 7010 П1	2.0			30.0	20646	6139	2	2	0	1.0	1.000 0 0.0221400				
010001 7101 П1	2.0			30.0	11745	7752	2	2	0	1.0	1.000 0 0.0013300				
010001 7102 П1	2.0			30.0	11745	7774	2	2	0	1.0	1.000 0 0.0417000				
010001 7104 П1	2.0			30.0	11787	7731	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0199000				
010001 7105 П1	2.0			30.0	11720	7740	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0794000				
010001 7106 П1	2.0			30.0	11741	7730	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0816000				
010001 7107 П1	2.0			30.0	11740	7713	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0099700				
010001 7110 П1	2.0			30.0	11739	7752	2	2	0	1.0	1.000 0 0.0221400				
010001 7302 П1	2.0			30.0	11750	7754	2	2	0	1.0	1.000 0 0.0417000				
010001 7304 П1	2.0			30.0	11784	7730	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0199000				
010001 7307 П1	2.0			30.0	11732	7740	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0099700				
010001 7310 П1	2.0			30.0	11765	7732	2	2	0	1.0	1.000 0 0.0221400				
010001 7401 П1	2.0			30.0	11739	7730	2	2	0	1.0	1.000 0 0.0013300				
010001 7402 П1	2.0			30.0	11782	7778	2	2	0	1.0	1.000 0 0.0417000				
010001 7404 П1	2.0			30.0	11763	7754	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0199000				
010001 7405 П1	2.0			30.0	11758	7778	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0794000				
010001 7406 П1	2.0			30.0	4269	6812	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0816000				
010001 7407 П1	2.0			30.0	4256	6879	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0099700				
010001 7410 П1	2.0			30.0	4212	6874	2	2	0	1.0	1.000 0 0.0221400				
010001 7504 П1	2.0			30.0	4210	6891	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0199000				
010001 7507 П1	2.0			30.0	4250	6820	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0099700				
010001 7510 П1	2.0			30.0	4290	6852	2	2	0	1.0	1.000 0 0.0221400				
010001 7601 П1	2.0			30.0	11763	7752	2	2	0	1.0	1.000 0 0.0013300				
010001 7602 П1	2.0			30.0	11780	7793	2	2	0	1.0	1.000 0 0.0417000				
010001 7605 П1	2.0			30.0	11763	7752	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0794000				
010001 7606 П1	2.0			30.0	11750	7797	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0816000				
010001 7607 П1	2.0			30.0	11760	7790	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0099700				
010001 7610 П1	2.0			30.0	11780	7763	2	2	0	1.0	1.000 0 0.0221400				
010001 7901 П1	2.0			30.0	16487	6630	2	2	0	1.0	1.000 0 0.0013300				
010001 7902 П1	2.0			30.0	16452	6631	2	2	0	1.0	1.000 0 0.0417000				
010001 7905 П1	2.0			30.0	16496	6697	2	3	0	1.0	1.000 0 0.0794000				



ПРИЛОЖЕНИЕ

010001 7906 П1	2.0	30.0	16436	6689	2	3	0	1.0	1.000	0	0.0816000
010001 7907 П1	2.0	30.0	16425	6656	2	3	0	1.0	1.000	0	0.0099700
010001 7910 П1	2.0	30.0	16420	6654	2	2	0	1.0	1.000	0	0.0221400

4. Расчетные параметры См, Ум, Хм

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

Город :788 Каламкас 1.

Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.

Вар.расч.:4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:21

Сезон :ЛЕТО (температура воздуха 25.0 град.С)

Примесь :2754 - Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

ПДКм.р для примеси 2754 = 1.0 мг/м3

- Для линейных и площадных источников выброс является суммарным по всей площади, а См - концентрация одиночного источника, расположенного в центре симметрии, с суммарным М											
Источники Их расчетные параметры											
Номер	Код	М	Тип	См	Ум	Хм					
п/п	-<об-п>	-<ис>		-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
1	010001 0001	0.344800	T	0.251176	5.17	91.8					
2	010001 0002	0.344800	T	0.251176	5.17	91.8					
3	010001 0301	0.344800	T	0.251176	5.17	91.8					
4	010001 0302	0.344800	T	0.251176	5.17	91.8					
5	010001 0331	0.344800	T	0.251176	5.17	91.8					
6	010001 0341	0.344800	T	0.251176	5.17	91.8					
7	010001 0342	0.344800	T	0.251176	5.17	91.8					
8	010001 0351	0.344800	T	0.251176	5.17	91.8					
9	010001 0366	0.141800	T	0.146990	3.91	76.2					
10	010001 0396	0.141800	T	0.146990	3.91	76.2					
11	010001 6001	0.001330	П1	0.047503	0.50	11.4					
12	010001 6002	0.041700	П1	1.489379	0.50	11.4					
13	010001 6004	0.019900	П1	0.710759	0.50	11.4					
14	010001 6005	0.079400	П1	2.835892	0.50	11.4					
15	010001 6006	0.081600	П1	2.914469	0.50	11.4					
16	010001 6007	0.009970	П1	0.356094	0.50	11.4					
17	010001 6010	0.022140	П1	0.790764	0.50	11.4					
18	010001 7001	0.001330	П1	0.047503	0.50	11.4					
19	010001 7002	0.041700	П1	1.489379	0.50	11.4					
20	010001 7004	0.019900	П1	0.710759	0.50	11.4					
21	010001 7005	0.079400	П1	2.835892	0.50	11.4					
22	010001 7006	0.081600	П1	2.914469	0.50	11.4					
23	010001 7007	0.009970	П1	0.356094	0.50	11.4					
24	010001 7010	0.022140	П1	0.790764	0.50	11.4					
25	010001 7101	0.001330	П1	0.047503	0.50	11.4					
26	010001 7102	0.041700	П1	1.489379	0.50	11.4					
27	010001 7104	0.019900	П1	0.710759	0.50	11.4					
28	010001 7105	0.079400	П1	2.835892	0.50	11.4					
29	010001 7106	0.081600	П1	2.914469	0.50	11.4					
30	010001 7107	0.009970	П1	0.356094	0.50	11.4					
31	010001 7110	0.022140	П1	0.790764	0.50	11.4					
32	010001 7302	0.041700	П1	1.489379	0.50	11.4					
33	010001 7304	0.019900	П1	0.710759	0.50	11.4					
34	010001 7307	0.009970	П1	0.356094	0.50	11.4					
35	010001 7310	0.022140	П1	0.790764	0.50	11.4					
36	010001 7401	0.001330	П1	0.047503	0.50	11.4					
37	010001 7402	0.041700	П1	1.489379	0.50	11.4					
38	010001 7404	0.019900	П1	0.710759	0.50	11.4					
39	010001 7405	0.079400	П1	2.835892	0.50	11.4					
40	010001 7406	0.081600	П1	2.914469	0.50	11.4					
41	010001 7407	0.009970	П1	0.356094	0.50	11.4					
42	010001 7410	0.022140	П1	0.790764	0.50	11.4					
43	010001 7504	0.019900	П1	0.710759	0.50	11.4					
44	010001 7507	0.009970	П1	0.356094	0.50	11.4					
45	010001 7510	0.022140	П1	0.790764	0.50	11.4					
46	010001 7601	0.001330	П1	0.047503	0.50	11.4					
47	010001 7602	0.041700	П1	1.489379	0.50	11.4					
48	010001 7605	0.079400	П1	2.835892	0.50	11.4					
49	010001 7606	0.081600	П1	2.914469	0.50	11.4					
50	010001 7607	0.009970	П1	0.356094	0.50	11.4					
51	010001 7610	0.022140	П1	0.790764	0.50	11.4					
52	010001 7901	0.001330	П1	0.047503	0.50	11.4					
53	010001 7902	0.041700	П1	1.489379	0.50	11.4					
54	010001 7905	0.079400	П1	2.835892	0.50	11.4					
55	010001 7906	0.081600	П1	2.914469	0.50	11.4					
56	010001 7907	0.009970	П1	0.356094	0.50	11.4					
57	010001 7910	0.022140	П1	0.790764	0.50	11.4					
Суммарный Мq = 4.684160 г/с											
Сумма См по всем источникам = 60.955635 долей ПДК											
Средневзвешенная опасная скорость ветра = 0.67 м/с											

5. Управляющие параметры расчета

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

Город :788 Каламкас 1.



Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.
Вар.расч. :4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:21
Сезон :ЛЕТО (температура воздуха 25.0 град.С)
Примесь :2754 - Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)
ПДКм.р для примеси 2754 = 1.0 мг/м3

Фоновая концентрация не задана

Расчет по прямоугольнику 001 : 27250x15750 с шагом 250
Расчет по границе санзоны. Покрытие РП 001
Направление ветра: автоматический поиск опасного направления от 0 до 360 град.
Скорость ветра: автоматический поиск опасной скорости от 0.5 до 12.0(Умр) м/с
Средневзвешенная опасная скорость ветра Усв= 0.67 м/с

3. Исходные параметры источников.

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
Город :788 Каламкас I.
Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.
Вар.расч. :4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:22
Примесь :2908 - Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)
ПДКм.р для примеси 2908 = 0.3 мг/м3

Коэффициент рельефа (КР): индивидуальный с источников
Коэффициент оседания (F): индивидуальный с источников

Код	[Тип]	H	D	Wo	V1	T	X1	Y1	X2	Y2	[Alf]	F	KP	[Ди]	Выброс
<Об-П>	<Ис>	м	м	м/с	м3/с	градС	м	м	м	м	м	м	м	м	г/с
010001 6003 П1	2.0				30.0	20696	6145	2	2	0 3.0	1.000	0	0.1067000		
010001 6011 П1	5.0				50.0	20689	6123	2	2	0 3.0	1.000	0	0.0003000		
010001 6014 П1	5.0				50.0	20663	6188	2	3	0 3.0	1.000	0	0.6720000		
010001 6015 П1	2.0				30.0	20654	6121	2	3	0 3.0	1.000	0	0.8064000		
010001 6016 П1	2.0				30.0	20687	6145	2	3	0 3.0	1.000	0	0.0381000		
010001 7003 П1	2.0				30.0	20612	6165	2	2	0 3.0	1.000	0	0.1067000		
010001 7011 П1	5.0				50.0	20678	6145	2	2	0 3.0	1.000	0	0.0003000		
010001 7014 П1	5.0				50.0	20623	6193	2	3	0 3.0	1.000	0	0.6720000		
010001 7015 П1	2.0				30.0	20654	6128	2	3	0 3.0	1.000	0	0.8064000		
010001 7016 П1	2.0				30.0	20689	6147	2	3	0 3.0	1.000	0	0.0381000		
010001 7103 П1	2.0				30.0	11765	7749	2	2	0 3.0	1.000	0	0.1067000		
010001 7111 П1	5.0				50.0	11713	7778	2	2	0 3.0	1.000	0	0.0003000		
010001 7214 П1	5.0				50.0	11741	7745	2	3	0 3.0	1.000	0	0.6720000		
010001 7215 П1	2.0				30.0	11728	7732	2	3	0 3.0	1.000	0	0.8064000		
010001 7216 П1	2.0				30.0	11758	7712	2	3	0 3.0	1.000	0	0.0381000		
010001 7303 П1	2.0				30.0	11760	7780	2	2	0 3.0	1.000	0	0.1067000		
010001 7311 П1	5.0				50.0	11712	7745	2	2	0 3.0	1.000	0	0.0003000		
010001 7403 П1	2.0				30.0	11741	7710	2	2	0 3.0	1.000	0	0.1067000		
010001 7411 П1	5.0				50.0	4254	6879	2	2	0 3.0	1.000	0	0.0003000		
010001 7414 П1	5.0				50.0	4221	6813	2	3	0 3.0	1.000	0	0.6720000		
010001 7415 П1	2.0				30.0	4232	6845	2	3	0 3.0	1.000	0	0.8064000		
010001 7416 П1	2.0				30.0	4265	6856	2	3	0 3.0	1.000	0	0.0381000		
010001 7503 П1	2.0				30.0	4320	6823	2	2	0 3.0	1.000	0	0.1067000		
010001 7511 П1	5.0				50.0	4270	6841	2	2	0 3.0	1.000	0	0.0003000		
010001 7714 П1	5.0				50.0	11740	7712	2	3	0 3.0	1.000	0	0.6720000		
010001 7715 П1	2.0				30.0	11767	7746	2	3	0 3.0	1.000	0	0.8064000		
010001 7716 П1	2.0				30.0	11710	7779	2	3	0 3.0	1.000	0	0.0381000		
010001 7814 П1	5.0				50.0	11710	7797	2	3	0 3.0	1.000	0	0.6720000		
010001 7815 П1	2.0				30.0	11720	7757	2	3	0 3.0	1.000	0	0.8064000		
010001 7816 П1	2.0				30.0	11760	7731	2	3	0 3.0	1.000	0	0.0381000		

4. Расчетные параметры Cm,Um,Xm

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
Город :788 Каламкас I.
Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.
Вар.расч. :4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:22
Сезон :ЛЕТО (температура воздуха 25.0 град.С)
Примесь :2908 - Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)
ПДКм.р для примеси 2908 = 0.3 мг/м3

- Для линейных и площадных источников выброс является суммарным по |
всей площади, а Cm - концентрация одиночного источника, |
расположенного в центре симметрии, с суммарным M |
|

Источники		Их расчетные параметры			
[Номер]	Код	M	[Тип]	Cm	Um Xm
[п/п-п-об-п-ис-]		[доли ПДК]		[м/с]	
1	010001 6003	0.106700	П1	38.109531	0.50 5.7
2	010001 6011	0.000300	П1	0.012632	0.50 14.3
3	010001 6014	0.672000	П1	28.295134	0.50 14.3
4	010001 6015	0.806400	П1	288.018036	0.50 5.7
5	010001 6016	0.038100	П1	13.607996	0.50 5.7
6	010001 7003	0.106700	П1	38.109531	0.50 5.7
7	010001 7011	0.000300	П1	0.012632	0.50 14.3
8	010001 7014	0.672000	П1	28.295134	0.50 14.3
9	010001 7015	0.806400	П1	288.018036	0.50 5.7



ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

ПДК_{м.р} для примеси 2908 = 0.3 мг/м³

Средневзвешенная опасная скорость ветра $U_{св} = 0.5 \text{ м/с}$

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)
(516)

Коэффициент оседания (F): индивидуальный с источников



010001 7412 П1	5.0		50.0	4265	6841	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0178000	
010001 7511 П1	5.0		50.0	4270	6841	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0009000	
010001 7512 П1	5.0		50.0	4251	6896	2	2	0	1.0	1.000	1	0.0178000	
-----Примесь 0330-----													
010001 0001 Т	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20698	6123			1.0	1.000	1	0.1427000
010001 0002 Т	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20654	6178			1.0	1.000	1	0.1427000
010001 0301 Т	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20645	6123			1.0	1.000	1	0.1427000
010001 0302 Т	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	20679	6178			1.0	1.000	1	0.1427000
010001 0331 Т	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	11769	7765			1.0	1.000	1	0.1427000
010001 0341 Т	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	11765	7728			1.0	1.000	1	0.1427000
010001 0342 Т	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	11713	7739			1.0	1.000	1	0.1427000
010001 0351 Т	4.0	0.20	31.78	0.9985	500.0	4298	6878			1.0	1.000	1	0.1427000
010001 0366 Т	4.0	0.20	20.93	0.6574	500.0	11750	7750			1.0	1.000	1	0.0587000
010001 0367 Т	2.5	0.20	2.04	0.0640	200.0	11765	7791			1.0	1.000	1	0.0352000
010001 0396 Т	4.0	0.20	20.93	0.6574	500.0	16486	6690			1.0	1.000	1	0.0587000
010001 0397 Т	2.5	0.20	2.04	0.0640	200.0	16452	6652			1.0	1.000	1	0.0352000

4. Расчетные параметры C_m, U_m, X_m

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

Город :788 Каламкас I.

Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.

Вар.расч. :4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:22

Сезон :ЛЕТО (температура воздуха 25.0 град.С)

Группа суммации :6007-0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)
(516)

| - Для групп суммации выброс $M_q = M_1/ПДК_1 + \dots + M_n/ПДК_n$, а суммарная |
| концентрация $C_m = C_{m1}/ПДК_1 + \dots + C_{mn}/ПДК_n$ |
| - Для линейных и площадных источников выброс является суммарным по |
| всей площади, а C_m - концентрация одиночного источника, |
| расположенного в центре симметрии, с суммарным M |

Источники				Их расчетные параметры			
Номер	Код	M_q	Тип	C_m	U_m	X_m	
п/п- <об-п>-<ис> ----- ---- -[доли ПДК]- -[м/с]- -[м]---							
1	010001 0001	4.850900	T	3.533722	5.17	91.8	
2	010001 0002	4.850900	T	3.533722	5.17	91.8	
3	010001 0101	0.567000	T	4.502374	1.01	23.6	
4	010001 0102	0.567000	T	4.502374	1.01	23.6	
5	010001 0103	0.567000	T	4.502374	1.01	23.6	
6	010001 0104	0.567000	T	4.502374	1.01	23.6	
7	010001 0105	0.567000	T	4.502374	1.01	23.6	
8	010001 0106	0.567000	T	4.502374	1.01	23.6	
9	010001 0107	0.567000	T	4.502374	1.01	23.6	
10	010001 0301	4.850900	T	3.533722	5.17	91.8	
11	010001 0302	4.850900	T	3.533722	5.17	91.8	
12	010001 0331	4.850900	T	3.533722	5.17	91.8	
13	010001 0341	4.850900	T	3.533722	5.17	91.8	
14	010001 0342	4.850900	T	3.533722	5.17	91.8	
15	010001 0351	4.850900	T	3.533722	5.17	91.8	
16	010001 0366	1.994900	T	2.067920	3.91	76.2	
17	010001 0367	0.153250	T	2.995341	1.07	16.6	
18	010001 0396	1.994900	T	2.067920	3.91	76.2	
19	010001 0397	0.153250	T	2.995341	1.07	16.6	
20	010001 0701	2.309000	T	18.200535	1.01	23.7	
21	010001 6011	0.004500	П1	0.018948	0.50	28.5	
22	010001 6012	0.089000	П1	0.374742	0.50	28.5	
23	010001 7011	0.004500	П1	0.018948	0.50	28.5	
24	010001 7012	0.089000	П1	0.374742	0.50	28.5	
25	010001 7111	0.004500	П1	0.018948	0.50	28.5	
26	010001 7112	0.089000	П1	0.374742	0.50	28.5	
27	010001 7311	0.004500	П1	0.018948	0.50	28.5	
28	010001 7312	0.089000	П1	0.374742	0.50	28.5	
29	010001 7411	0.004500	П1	0.018948	0.50	28.5	
30	010001 7412	0.089000	П1	0.374742	0.50	28.5	
31	010001 7511	0.004500	П1	0.018948	0.50	28.5	
32	010001 7512	0.089000	П1	0.374742	0.50	28.5	

| Суммарный $M_q = 49.942497$ (сумма $M_q/ПДК$ по всем примесям) |
Сумма C_m по всем источникам = 90.475601 долей ПДК
Средневзвешенная опасная скорость ветра = 2.43 м/с

5. Управляющие параметры расчета

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

Город :788 Каламкас I.

Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.

Вар.расч. :4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:22

Сезон :ЛЕТО (температура воздуха 25.0 град.С)

Группа суммации :6007-0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)
(516)

Фоновая концентрация на постах (в мг/м3 / долях ПДК)

|Код загр| Штиль | Северное | Восточное | Южное | Западное |
|вещества| $U \leq 2$ м/с |направление|направление|направление|направление|

|Пост N 001: X=0, Y=0 |
| 0301 | 0.0968000 | 0.0578000 | 0.0818000 | 0.0576000 | 0.0477000 |
| | 0.4840000 | 0.2890000 | 0.4090000 | 0.2880000 | 0.2385000 |



2	010001 0002	0.285400	T	0.207905	5.17	91.8
3	010001 0301	0.285400	T	0.207905	5.17	91.8
4	010001 0302	0.285400	T	0.207905	5.17	91.8
5	010001 0331	0.285400	T	0.207905	5.17	91.8
6	010001 0341	0.285400	T	0.207905	5.17	91.8
7	010001 0342	0.285400	T	0.207905	5.17	91.8
8	010001 0351	0.285400	T	0.207905	5.17	91.8
9	010001 0366	0.117400	T	0.121697	3.91	76.2
10	010001 0367	0.070400	T	1.376000	1.07	16.6
11	010001 0396	0.117400	T	0.121697	3.91	76.2
12	010001 0397	0.070400	T	1.376000	1.07	16.6
13	010001 0709	0.025000	T	3.863585	0.50	5.2
14	010001 0801	0.350000	T	54.092003	0.50	5.2
15	010001 6007	0.003750	П1	0.133937	0.50	11.4
16	010001 6010	0.007500	П1	0.267874	0.50	11.4
17	010001 6101	0.012500	П1	0.446457	0.50	11.4
18	010001 6102	0.012500	П1	0.446457	0.50	11.4
19	010001 6103	0.012500	П1	0.446457	0.50	11.4
20	010001 6104	0.012500	П1	0.446457	0.50	11.4
21	010001 6105	0.012500	П1	0.446457	0.50	11.4
22	010001 6106	0.012500	П1	0.446457	0.50	11.4
23	010001 6107	0.012500	П1	0.446457	0.50	11.4
24	010001 6108	0.012500	П1	0.446457	0.50	11.4
25	010001 6109	0.012500	П1	0.446457	0.50	11.4
26	010001 6110	0.013750	П1	0.491102	0.50	11.4
27	010001 6701	0.025000	П1	0.892913	0.50	11.4
28	010001 6702	0.125000	П1	4.464566	0.50	11.4
29	010001 6705	0.025000	П1	0.892913	0.50	11.4
30	010001 6709	0.003750	П1	0.133937	0.50	11.4
31	010001 6801	0.012500	П1	0.446457	0.50	11.4
32	010001 7007	0.003750	П1	0.133937	0.50	11.4
33	010001 7010	0.007500	П1	0.267874	0.50	11.4
34	010001 7107	0.003750	П1	0.133937	0.50	11.4
35	010001 7110	0.007500	П1	0.267874	0.50	11.4
36	010001 7307	0.003750	П1	0.133937	0.50	11.4
37	010001 7310	0.007500	П1	0.267874	0.50	11.4
38	010001 7407	0.003750	П1	0.133937	0.50	11.4
39	010001 7410	0.007500	П1	0.267874	0.50	11.4
40	010001 7507	0.003750	П1	0.133937	0.50	11.4
41	010001 7510	0.007500	П1	0.267874	0.50	11.4
42	010001 7607	0.003750	П1	0.133937	0.50	11.4
43	010001 7610	0.007500	П1	0.267874	0.50	11.4
44	010001 7907	0.003750	П1	0.133937	0.50	11.4
45	010001 7910	0.007500	П1	0.267874	0.50	11.4
~~						
Суммарный Мq = 3.441300 (сумма Мq/ПДК по всем примесям)						
Сумма См по всем источникам = 77.168701 долей ПДК						
~~						
Средневзвешенная опасная скорость ветра = 0.63 м/с						
~~						

5. Управляющие параметры расчета

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

Город :788 Каламкас 1.

Объект :0100 Разработка месторождения Каламкас.

Вар.расч. :4 Расч.год: 2022 (СП) Расчет проводился 17.06.202418:29

Сезон :ЛЕТО (температура воздуха 25.0 град.С)

Группа суммации :6044=0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)
(516)

0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Фоновая концентрация на постах (в мг/м3 / долях ПДК)

Код загр	Штиль	Северное	Восточное	Южное	Западное
вещества	U<=2м/с	направление	направление	направление	направление

Пост N 001: X=0, Y=0					
0330	0.0216000	0.0216000	0.0216000	0.0216000	0.0216000
	0.0432000	0.0432000	0.0432000	0.0432000	0.0432000
0333	0.0015000	0.0007000	0.0009000	0.0008000	0.0004600
	0.1875000	0.0875000	0.1125000	0.1000000	0.0575000

Расчет по прямоугольнику 001 : 27250x15750 с шагом 250

Расчет по границе санзоны. Покрытие РП 001

Направление ветра: автоматический поиск опасного направления от 0 до 360 град.

Скорость ветра: автоматический поиск опасной скорости от 0.5 до 12.0(Умр) м/с

Средневзвешенная опасная скорость ветра Усв= 0.63 м/с



ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ НА ПРИРОДООХРАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

21033550



ЛИЦЕНЗИЯ

15.12.2021 года**02354P****Выдана****Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"**

Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Динмұхамед Қонаев, здание № 8
 БИН: 140340010451

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие**Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание**Неотчуждаемая, класс 1**

(отчуждаемость, класс разрешения)

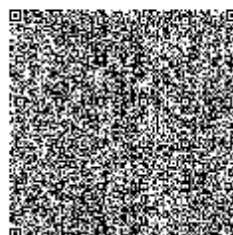
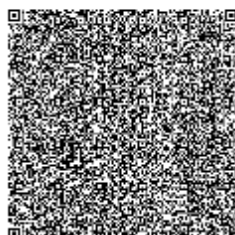
Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)****Абдуалиев Айдар Сейсенбекович**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 16.01.2015**Срок действия
лицензии****Место выдачи****г.Нур-Султан**



ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02354Р

Дата выдачи лицензии 15.12.2021 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"
Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Динмұхамед Қонаев,
здание № 8, БИН: 140340010451

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

001

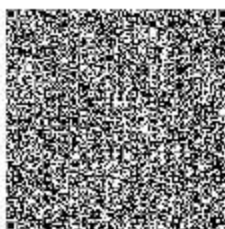
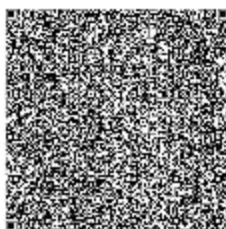
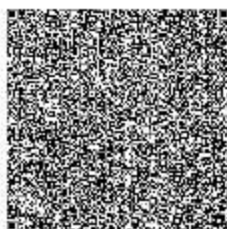
Срок действия

Дата выдачи приложения

15.12.2021

Место выдачи

г.Нур-Султан



ПРИЛОЖЕНИЕ 5. СПРАВКА О ФОНОВЫХ КОНЦЕНТРАЦИЯХ

«ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК РГП «ҚАЗГИДРОМЕТ»

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ
ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ
МИНИСТРЛІГІ КАЗАХСТАН

04.04.2023

1. Город -
2. Адрес - **Мангистауский район**
4. Организация, запрашивающая фон - **КазНИПИмұнайгаз**
5. Объект, для которого устанавливается фон - **м/р Каламкас**
6. Разрабатываемый проект - **ПРМ Каламкас**
- Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: **Азота диоксид,**
7. **Взвеш.в-ва, Диоксид серы, Углерода оксид, Азота оксид, Сероводород,**
Углеводороды

В связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в Мангистауский район выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.



ПРИЛОЖЕНИЕ 6. ОЦЕНКА РИСКОВ ЗДОРОВЬЮ НАСЕЛЕНИЯ

Объект: 0100,Разработка месторождения Каламкас

Расчетный год: 2022 Режим: 01-Основной

Расчетная зона: граница санзоны

Расчет риска здоровью населения от загрязнения атмосферного воздуха

№	Код	Наименование	Критические органы	Смах, мг/м ³	ARFC {ПДК _{мр} }, мг/м ³	HQ max в СЗЗ
1	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	органы дыхания	0,1326254	0,47	0,27
2	0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	органы дыхания, глаза	0,0009819	0,005	0,216
3	2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, п&	не задан	0,0561515	{0.30}	0,098
4	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	органы дыхания	0,0681188	0,72	0,093
5	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	не задан	0,0336868	{1.00}	0,04
6	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	органы дыхания	0,0261931	0,66	0,04
7	0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	сердечно-сосудистая система, развитие	0,8914163	23	0,037
8	3119	Кальций карбонат (Мел) (306)	не задан	0,008927	{0.50}	0,02
9	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	органы дыхания, глаза	0,0007671	0,048	0,016
10	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	органы дыхания	0,0015671	0,1	0,016
11	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	не задан	0,001685	{0.15}	0,011
12	0126	Калий хлорид (301)	не задан	0,0022307	{0.30}	0,009
13	1580	2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота (Лимонная кислота) (158)	не задан	0,0004864	{0.10}	0,005
14	0152	Натрий хлорид (Поваренная соль) (415)	не задан	0,0022307	{0.50}	0,005
15	0602	Бензол (64)	иммунная система, развитие, репродуктивная система	0,0011183	0,15	0,003
16	0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	не задан	0,0000147	{0.01}	0,003
17	0155	диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	не задан	0,0002218	{0.15}	0,002
18	0621	Метилбензол (349)	ЦНС, глаза, органы дыхания	0,0006687	3,8	7,28E-05
19	0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	органы дыхания	0,0000092	0,25	6,59E-05
20	0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п&	не задан	0,0000049	{0.20}	4,34E-05
21	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	ЦНС, органы дыхания, глаза	0,0003645	4,3	3,65E-05



Если рассчитанный коэффициент опасности (НQ) 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 НQ больше единицы, то вероятность развития вредных эффектов существенна, и возрастает пропорционально НQ.

Объект: 0100, Разработка месторождения Каламкас

Расчетный год: Режим: 01-Основной

Расчетная зона: граница санзоны

Расчет риска здоровью населения от загрязнения атмосферного воздуха

№	Критические органы	Воздействующие вещества	HI max в СЗЗ
1	органы дыхания	0301,0150,0304,0330,1325,0333,0621,0342,0616	0,649
2	глаза	0150,1325,0621,0616	0,232
3	сердечно-сосудистая система	0337	0,037
4	развитие	0337,0602	0,039
5	иммунная система	0602	0,003
6	репродуктивная система	0602	0,003
7	ЦНС	0621,0616	1,09E-04

Если рассчитанный коэффициент опасности (HI) 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 HI больше единицы, то вероятность развития вредных эффектов существенна, и возрастает пропорционально HI.

Объект: **0100, Разработка месторождения Каламкас**

Базовый расчетный год: **2023** Расчетный год: **2022** Режим: **01-Основной**

Расчетная зона: **граница санзоны**

Исходные данные :

Острое неканцерогенное воздействие рассчитано по максимальным концентрациям З/В, полученным из расчета загрязнения атмосферного воздуха (расчетная модель: МРК-2014 краткосрочная)



1. Идентификация опасности
Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в
атмосферу

(ранжирование по вкладу выброса)

№ 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	[0415] Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0	0	-	50	-	0	
2	[0416] Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0	0	-	30	-	0	
3	[3123] Кальций дихлорид (Кальция хлорид) (638*)	10043-52-4	0	0	-	0,05	-	0	
4	[3153] Натрий гидрокарбонат (Натрий карбонат однозамещенный) (875*)	144-55-8	0	0	-	0,1	-	0	
5	[0337] Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	630-08-0	5	3	-	0	4	0	
6	[0410] Метан (727*)	74-82-8	0	0	-	50	-	0	
7	[0412] Изобутан (2-Метилпропан) (279)	75-28-5	15	0	-	0	4	0	
8	[0621] Метилбензол (349)	108-88-3	0,6	0	-	0	3	0	
9	[0405] Пентан (450)	109-66-0	100	25	-	0	4	0	
10	[2754] Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1	0	-	0	4	0	
11	[0123] Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	1309-37-1	0	0,04	-	0	3	0	
12	[0126] Калий хлорид (301)	7447-40-7	0,3	0,1	-	0	4	0	
13	[0152] Натрий хлорид (Поваренная соль) (415)	7647-14-5	0,5	0,15	-	0	3	0	
14	[0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	497-19-8	0,15	0,05	-	0	3	0	
15	[0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	10102-44-0	0,2	0,04	-	0	2	0	
16	[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	10102-43-9	0,4	0,06	-	0	3	0	
17	[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	7446-09-5	0,5	0,05	-	0	3	0	
18	[0342] Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	7664-39-3	0,02	0,005	-	0	2	0	
19	[0616] Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1330-20-7	0,2	0	-	0	3	0	



ПРИЛОЖЕНИЕ

20	[1580] 2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота (Лимонная кислота) (158)	77-92-9	0,1	0	-	0	3	0	
21	[2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, пелл)		0,3	0,1	-	0	3	0	
22	[3119] Кальций карбонат (Мел) (306)	471-34-1	0,5	0,15	-	0	3	0	
23	[0150] Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	1310-73-2	0	0	-	0,01	-	0	
24	[0344] Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п&)	7784-18-1	0,2	0,03	-	0	2	0	
25	[2735] Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	8012-95-1	0	0	-	0,05	-	0	
26	[0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518)	7783-06-4	0,008	0	-	0	2	0	
27	[0143] Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	7439-96-5	0,01	0,001	-	0	2	0	
28	[0602] Бензол (64)	71-43-2	0,3	0,1	-	0	2	0	
29	[1325] Формальдегид (Метаналь) (609)	50-00-0	0,05	0,01	-	0	2	0	
30	[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1333-86-4	0,15	0,05	-	0	3	0	
31	[0703] Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	50-32-8	0	1E-06	-	0	1	0	
	Всего :								

Характеристика выбросов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Таблица
1.2.

№ п/п	Класс опасности	Количество выбрасываемых веществ	Суммарный выброс, т/год	Доля выброса, %
1	1	1	-	
2	2	7	-	
3	3	11	-	
4	4	5	-	
5	ОБУВ	7	-	
	Всего :	31		100,00000%



UR_i - единичный риск при ингаляционном воздействии 1 мг вещества в 1 м³.

Единичный риск рассчитывается с использованием величины SFI, стандартного значения

массы тела человека (70 кг), суточного потребления воздуха, формула 1.1

$$UR_i [M^3/MG] = SFI [(кг \times сут.)/(MG)] \times 1/70 [кг] \times (V_{out} \times T_{out} + V_{in} \times T_{in}) [M^3/сут.] , \text{ где } (1.1)$$

T_{out} - время, проводимое вне помещений, час/день

V_{out} - скорость дыхания вне помещений, м³/час

T_{in} - время, проводимое внутри помещений, час/день

V_{in} - скорость дыхания внутри помещений, м³/час

Сведения о показателях опасности развития неканцерогенных эффектов при остром воздействии химических веществ

Таблица 1.3.

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	CAS	C _{max} (max раз), мг/м ³	ARFC, мг/м ³	ПДК _{м.р} ,мг/м ³	Критические органы воздействия	Источник данных
1	[0143] Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	7439-96-5	0,000015	-	0,01		[16]
2	[0703] Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	50-32-8	0,0	-	0		[15]
3	[0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518)	7783-06-4	0,001567	0,1	0,008	органы дыхания	[15,16]
4	[0150] Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	1310-73-2	0,000982	0,005	0	органы дыхания, глаза	[17]
5	[0344] Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п&	7784-18-1	0,000005	-	0,2		[17]
6	[2735] Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	8012-95-1	0,000025	-	0		[17,18]
7	[1325] Формальдегид (Метаналь) (609)	50-00-0	0,000767	0,048	0,05	органы дыхания, глаза	[16]
8	[0123] Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид) (274)	1309-37-1	0,000662	-	0		[17]
9	[0126] Калий хлорид (301)	7447-40-7	0,002231	-	0,3		
10	[0152] Натрий хлорид (Поваренная соль) (415)	7647-14-5	0,002231	-	0,5		
11	[0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	497-19-8	0,000222	-	0,15		



ПРИЛОЖЕНИЕ

12	[0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	10102-44-0	0,132625	0,47	0,2	органы дыхания	[15,16]
13	[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	10102-43-9	0,068119	0,72	0,4	органы дыхания	[16]
14	[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	7446-09-5	0,026193	0,66	0,5	органы дыхания	[15]
15	[0342] Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	7664-39-3	0,000009	0,25	0,02	органы дыхания	[15]
16	[0616] Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1330-20-7	0,000365	4,3	0,2	ЦНС, органы дыхания, глаза	[17]
17	[1580] 2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота (Лимонная кислота) (158)	77-92-9	0,000486	-	0,1		
18	[2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, пепел)		0,056152	-	0,3		[17]
19	[3119] Кальций карбонат (Мел) (306)	471-34-1	0,008927	-	0,5		
20	[0602] Бензол (64)	71-43-2	0,001118	0,15	0,3	иммунная система, развитие, репродуктивная система	[16]
21	[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1333-86-4	0,001685	-	0,15		[16]
22	[0405] Пентан (450)	109-66-0	0	-	100		[17]
23	[2754] Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0,033687	-	1		
24	[0337] Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	630-08-0	0,891416	23,0	5	сердечно-сосудистая система, развитие	[15,16]
25	[0410] Метан (727*)	74-82-8	0,466439	-	0		[17]
26	[0412] Изобутан (2-Метилпропан) (279)	75-28-5	0	-	15		
27	[0621] Метилбензол (349)	108-88-3	0,000669	3,8	0,6	ЦНС, глаза, органы дыхания	[17,18]
28	[0415] Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,222545	-	0		
29	[0416] Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,081801	-	0		
30	[3123] Кальций дихлорид (Кальция хлорид) (638*)	10043-52-4	0,000222	-	0		
31	[3153] Натрий гидрокарбонат (Натрий карбонат однозамещенный) (875*)	144-55-8	0,000222	-	0		



Примечание: ARfC - референтная концентрация при остром воздействии.

Химические вещества, проанализированные на этапе идентификации опасности

Таблица 1.4.

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	CAS	Причина включения в список	Причина исключения из списка
1	[0703] Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	50-32-8		нет данных о вредных эффектах острого воздействия, средне годовая концентрация $C_{max}=0$
2	[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1333-86-4	расчет по ПДК _{мр}	
3	[1325] Формальдегид (Метаналь) (609)	50-00-0	расчет по ARfC	
4	[0602] Бензол (64)	71-43-2	расчет по ARfC	
5	[0143] Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	7439-96-5	расчет по ПДК _{мр}	
6	[0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518)	7783-06-4	расчет по ARfC	
7	[0150] Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	1310-73-2	расчет по ARfC	
8	[0344] Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п&)	7784-18-1	расчет по ПДК _{мр}	
9	[2735] Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	8012-95-1		нет данных о вредных эффектах острого воздействия, средне годовая концентрация $C_{max}=0$
10	[0123] Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	1309-37-1		нет данных о вредных эффектах острого воздействия, средне годовая концентрация $C_{max}=0$
11	[0126] Калий хлорид (301)	7447-40-7	расчет по ПДК _{мр}	
12	[0152] Натрий хлорид (Поваренная соль) (415)	7647-14-5	расчет по ПДК _{мр}	
13	[0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	497-19-8	расчет по ПДК _{мр}	
14	[0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	10102-44-0	расчет по ARfC	



ПРИЛОЖЕНИЕ

15	[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	10102-43-9	расчет по ARfC	
16	[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	7446-09-5	расчет по ARfC	
17	[0342] Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	7664-39-3	расчет по ARfC	
18	[0616] Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1330-20-7	расчет по ARfC	
19	[1580] 2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота (Лимонная кислота) (158)	77-92-9	расчет по ПДКмр	
20	[2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, пе&		расчет по ПДКмр	
21	[3119] Кальций карбонат (Мел) (306)	471-34-1	расчет по ПДКмр	
22	[0405] Пентан (450)	109-66-0		расчет не проводился
23	[2754] Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		расчет по ПДКмр	
24	[0337] Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	630-08-0	расчет по ARfC	
25	[0410] Метан (727*)	74-82-8		нет данных о вредных эффектах острого воздействия, средне годовая концентрация Cmax=0
26	[0412] Изобутан (2-Метилпропан) (279)	75-28-5		расчет не проводился
27	[0621] Метилбензол (349)	108-88-3	расчет по ARfC	
28	[0415] Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			нет данных о вредных эффектах
29	[0416] Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			нет данных о вредных эффектах
30	[3123] Кальций дихлорид (Кальция хлорид) (638*)	10043-52-4		нет данных о вредных эффектах
31	[3153] Натрий гидрокарбонат (Натрий карбонат однозамещенный) (875*)	144-55-8		нет данных о вредных эффектах



Ранжирование загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Загрязнители неканцерогены острого воздействия

Таблица 1.5.

Наименование загрязняющего вещества	CAS	Выброс, т/год	Гигиенические нормативы								Референтные нормативы				
			ПДКм.р, мг/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 (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	1310-73-2		-	-	-	0,01	1000	0,1	27,62%	1	0,005	1000	0,1	74,46%	1
[0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518)	7783-06-4		0,008	-	-	-	1000	0,1	27,62%	2	0,1	100	0,01	7,45%	2
[0602] Бензол (64)	71-43-2		0,3	0,1	-	-	10	0,001	0,28%	14	0,15	100	0,01	7,45%	3
[1325] Формальдегид (Метаналь) (609)	50-00-0		0,05	0,01	-	-	100	0,01	2,76%	5	0,048	100	0,01	7,45%	4
[0342] Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	7664-39-3		0,02	0,005	-	-	100	0,01	2,76%	4	0,25	10	0,001	0,74%	5
[0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	10102-44-0		0,2	0,04	-	-	10	0,001	0,28%	16	0,47	10	0,001	0,74%	6
[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	10102-43-9		0,4	0,06	-	-	10	0,001	0,28%	12	0,72	10	0,001	0,74%	7
[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	7446-09-5		0,5	0,05	-	-	10	0,001	0,28%	13	0,66	10	0,001	0,74%	8
[0621] Метилбензол (349)	108-88-3		0,6	-	-	-	10	0,001	0,28%	20	3,8	1	0,0001	0,07%	9
[0337] Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	630-08-0		5,0	3,0	-	-	1	0,0001	0,03%	21	23,0	1	0,0001	0,07%	10
[0616] Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1330-20-7		0,2	-	-	-	10	0,001	0,28%	15	4,3	1	0,0001	0,07%	11
[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1333-86-4		0,15	0,05	-	-	100	0,01	2,76%	6	-	-	-	-	-
[1580] 2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота (Лимонная кислота) (158)	77-92-9		0,1	-	-	-	100	0,01	2,76%	8	-	-	-	-	-
[0143] Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	7439-96-5		0,01	0,001	-	-	1000	0,1	27,62%	3	-	-	-	-	-
[0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	497-19-8		0,15	0,05	-	-	100	0,01	2,76%	7	-	-	-	-	-
[0126] Калий хлорид (301)	7447-40-7		0,3	0,1	-	-	10	0,001	0,28%	11	-	-	-	-	-
[2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства -			0,3	0,1	-	-	10	0,001	0,28%	17	-	-	-	-	-



ПРИЛОЖЕНИЕ

глина, глинистый сланец, доменный шлак, pe&															
[3119] Кальций карбонат (Мел) (306)	471-34-1		0,5	0,15	-	-	10	0,001	0,28%	18	-	-	-		-
[2754] Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			1,0	-	-	-	10	0,001	0,28%	19	-	-	-		-
[0152] Натрий хлорид (Поваренная соль) (415)	7647-14-5		0,5	0,15	-	-	10	0,001	0,28%	9	-	-	-		-
[0344] Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п&	7784-18-1		0,2	0,03	-	-	10	0,001	0,28%	10	-	-	-		-
Всего :								0,3621	100%				0,1343	100%	

3.2. Оценка риска неканцерогенных эффектов при острых воздействиях

При ингаляционном поступлении, расчет коэффициента опасности (**HQ**) осуществляется по формуле 3.2.1:

$$HQ_i = AC_i / ARFC_i, \text{ где} \quad (3.2.1)$$

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 3.2.2:

$$HI_j = \sum HQ_{ij}, \text{ где} \quad (3.2.2)$$

HQ_{ij} - коэффициенты опасности для i -х воздействующих веществ на j -ю систему(орган).

При комбинированном поступлении нескольких веществ каким-либо путем, суммарный индекс опасности определяется для веществ, влияющих на одну систему (орган).



Характеристики неканцерогенного риска острых воздействий

Таблица 3.2.1

Наименование загрязняющего вещества	Координаты		АС, мг/м ³	НQ(HI)
	X	Y		
1. [0126] Калий хлорид (301)				
расчетная точка 1:	35880	22701	0,00256	0,009
2. [0143] Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)				
расчетная точка 1:	35880	22701	0,000026	0,003
3. [0150] Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)				
расчетная точка 1:	35226	22900	0,001078	0,216
4. [0152] Натрий хлорид (Поваренная соль) (415)				
расчетная точка 1:	35880	22701	0,00256	0,005
5. [0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)				
расчетная точка 1:	35880	22701	0,000255	0,002
6. [0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)				
расчетная точка 1:	35226	22900	0,12668	0,27
7. [0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)				
расчетная точка 1:	34571	23099	0,066975	0,093
8. [0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)				
расчетная точка 1:	35226	22900	0,001665	0,011
9. [0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)				
расчетная точка 1:	35226	22900	0,026219	0,04
10. [0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
расчетная точка 1:	47082	18339	0,001562	0,016
11. [0337] Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)				
расчетная точка 1:	35226	22900	0,843861	0,037
12. [0342] Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)				
расчетная точка 1:	35880	22701	0,000016	0,0
13. [0344] Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п&				



ПРИЛОЖЕНИЕ

расчетная точка 1:	35880	22701	0,000009	0,0
14. [0602] Бензол (64)				
расчетная точка 1:	41770	20908	0,000473	0,003
15. [0616] Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				
расчетная точка 1:	41770	20908	0,000157	0,0
16. [0621] Метилбензол (349)				
расчетная точка 1:	41770	20908	0,000277	0,0
17. [1325] Формальдегид (Метаналь) (609)				
расчетная точка 1:	35226	22900	0,000767	0,016
18. [1580] 2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота (Лимонная кислота) (158)				
расчетная точка 1:	35226	22900	0,000534	0,005
19. [2754] Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265II) (10)				
расчетная точка 1:	35880	22701	0,039788	0,04
20. [2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, пс&				
расчетная точка 1:	42195	6864	0,029437	0,098
21. [3119] Кальций карбонат (Мел) (306)				
расчетная точка 1:	35880	22701	0,010244	0,02
Точка мах. неканцерогенного острого воздействия:	35226	22900		
[0126] Калий хлорид (301) {РДКмр=0.3 мг/м³}			0,002538	0,008
[0143] Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327) {РДКмр=0.01 мг/м³}			0,000025	0,003
[0150] Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*) {ARFC=0.005 мг/м³}			0,001078	0,216
[0152] Натрий хлорид (Поваренная соль) (415) {РДКмр=0.5 мг/м³}			0,002538	0,005
[0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408) {РДКмр=0.15 мг/м³}			0,000252	0,002
[0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) {ARFC=0.47 мг/м³}			0,12668	0,27
[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) {ARFC=0.72 мг/м³}			0,066859	0,093
[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) {РДКмр=0.15 мг/м³}			0,001665	0,011
[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) {ARFC=0.66 мг/м³}			0,026219	0,04
[0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518) {ARFC=0.1 мг/м³}			0,001506	0,015
[0337] Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) {ARFC=23.0 мг/м³}			0,843861	0,037



ПРИЛОЖЕНИЕ

[0342] Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) {ARFC=0.25 мг/м³}	0,000016	0,0
[0344] Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п& {РДКмр=0.2 мг/м³}	0,000009	0,0
[0602] Бензол (64) {ARFC=0.15 мг/м³}	0,000126	0,001
[0616] Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) {ARFC=4.3 мг/м³}	0,000042	0,0
[0621] Метилбензол (349) {ARFC=3.8 мг/м³}	0,000074	0,0
[1325] Формальдегид (Метаналь) (609) {ARFC=0.048 мг/м³}	0,000767	0,016
[1580] 2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота (Лимонная кислота) (158) {РДКмр=0.1 мг/м³}	0,000534	0,005
[2754] Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) {РДКмр=1.0 мг/м³}	0,039689	0,04
[2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, пе& {РДКмр=0.3 мг/м³}	0,005089	0,017
[3119] Кальций карбонат (Мел) (306) {РДКмр=0.5 мг/м³}	0,010155	0,02
органы дыхания		0,649
глаза		0,232
сердечно-сосудистая система		0,037
развитие		0,038
иммунная система		0,001
репродуктивная система		0,001
ЦНС		0,0

Точки максимальных индексов неблагоприятных эффектов острых воздействий на критические органы истемы)

Таблица 3.2.2

Критические органы (системы)	Координаты		НІ
	X	Y	
1. органы дыхания			
расчетная точка 1:	35226	22900	0,649
2. глаза			



расчетная точка 1:	35226	22900	0,232
3. сердечно-сосудистая система			
расчетная точка 1:	35226	22900	0,037
4. развитие			
расчетная точка 1:	41770	20908	0,039
5. иммунная система			
расчетная точка 1:	41770	20908	0,003
6. репродуктивная система			
расчетная точка 1:	41770	20908	0,003
7. ЦНС			
расчетная точка 1:	41770	20908	0,0

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.



ПРИЛОЖЕНИЕ 7. СПИСОК СКВАЖИН ПЛАНИРУЕМЫХ К БУРЕНИЮ НА ПЕРИОД РЕАЛИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛАМКАС

№ скв	х	у	расстояние до дамбы, м	№ скв	х	у	расстояние до дамбы, м	№ скв	х	у	расстояние до дамбы, м
8009	12071014,0	4196964,0	5372	8080	12075093,0	4200971,0	1092	8128	12082839,0	4197077,0	3243
8014	12070901,0	4197467,0	4869	8081	12075295,0	4200974,0	1110	8142	12072618,0	4197516,0	4784
8015	12075815,0	4194451,0	7501	8082	12076102,0	4200792,0	1157	8143	12071191,0	4195105,0	7234
8025	12071350,0	4197309,0	5042	8083	12076839,0	4197891,0	3955	8144	12081765,0	4198530,0	2295
8026	12072448,0	4195479,0	6828	8084	12069432,0	4194841,0	7438	8145	12073734,0	4199685,0	8208
8032	12074202,0	4200823,0	1362	8086	12062996,0	4195448,0	7006	8146	12084632,0	4197837,0	1853
8036	12076056,0	4200269,0	1681	8087	12072144,0	4198314,0	4031	8147	12084450,0	4197834,0	1906
8037	12067652,0	4196124,0	5930	8088	12071800,0	4197351,0	4995	8148	12082728,0	4196434,0	3881
8038	12081018,0	4196635,0	4311	8089	12073638,0	4197176,0	5018	8151	12074895,0	4201025,0	1054
8039	12068936,0	4197906,0	4354	8090	12073535,0	4199752,0	2479	8152	12078520,0	4193839,0	7697
8040	12077585,0	4198698,0	3078	8091	12072980,0	4198994,0	3289	8153	12083514,0	4195688,0	4243
8041	12078100,0	4200234,0	1489	8093	12072556,0	4198012,0	4296	8155	12071832,0	4196959,0	5385
8042	12070973,0	4197767,0	4568	8095	12071235,0	4197519,0	4824	8157	12082340,0	4197753,0	2828
8044	12074625,0	4197245,0	4839	8096	12072484,0	4197147,0	5164	8158	12071029,0	4195217,0	7119
8045	12075470,0	4200390,0	1684	8097	12070996,0	4196760,0	5575	8159	12069302,0	4196172,0	6102
8047	12079791,0	4195371,0	5872	8098	12076269,0	4197759,0	4167	8160	12068203,0	4195341,0	6795
8048	12071448,0	4197162,0	5196	8099	12080803,0	4194650,0	6269	8161	12065122,0	4195240,0	6657
8049	12067596,0	4196963,0	5092	8101	12075969,0	4195520,0	6422	8162	12064038,0	4195575,0	6532
8050	12076308,0	4195459,0	6429	8103	12083188,0	4198069,0	2195	8163	12062562,0	4196510,0	6263
8052	12081973,0	4196238,0	4380	8106	12070385,0	4197395,0	4938	8164	12077442,0	4193673,0	8081
8054	12066559,0	4198653,0	3291	8109	12073147,0	4199340,0	2945	8165	12078844,0	4200262,0	1366
8055	12062009,0	4196008,0	6983	8110	12074202,0	4199549,0	2632	8166	12062785,0	4198647,0	4419
8058	12076254,0	4200609,0	1348	8111	12074367,0	4200756,0	1455	8167	12076007,0	4194535,0	7387
8059	12078607,0	4200205,0	1496	8112	12062345,0	4196494,0	6392	8169	12067037,0	4195998,0	5987
8060	12086081,0	4197718,0	1107	8113	12074405,0	4200453,0	1745	8170	12070827,0	4198018,0	4319
8061	12086145,0	4197239,0	1472	8114	12085126,0	4197932,0	1501	8171	12074037,0	4198232,0	3945
8062	12075003,0	4195269,0	6770	8115	12072455,0	4198702,0	3625	8172	12074720,0	4200880,0	1236
8064	12070592,0	4198256,0	4096	8121	12068162,0	4196076,0	6068	8173	12075360,0	4200780,0	1313
8065	12063097,0	4195978,0	6481	8122	12086157,0	4196396,0	2096	8174	12075517,0	4200979,0	1135
8066	12071386,0	4198703,0	3657	8124	12074442,0	4201006,0	1234	8175	12072218,0	4194826,0	7500
8067	12080758,0	4196149,0	4851	8125	12063270,0	4195230,0	7103	8176	12075205,0	4200617,0	1451
8068	12081020,0	4197864,0	3144	8141	12073570,0	4199431,0	2787	8177	12082702,0	4197896,0	2583
8070	12071530,0	4197507,0	7181	8007	12082975,0	4196459,0	3776	8178	12067560,0	4196525,0	5521
8071	12078598,0	4199237,0	2420	8012	12080942,0	4198710,0	2378	8179	12074504,0	4195708,0	6381
8072	12077843,0	4200294,0	1462	8046	12074420,0	4198280,0	3840	8180	12068033,0	4196859,0	5276
8073	12081306,0	4194471,0	6254	8056	12076346,0	4197185,0	4716	8181	12084748,0	4196420,0	2965
8074	12079285,0	4199804,0	1784	8085	12062877,0	4195698,0	6828	8182	12080465,0	4194456,0	6559
8075	12074740,0	4198202,0	3876	8092	12074328,0	4198681,0	3464	8183	12067636,0	4196773,0	5286
8076	12084802,0	4197860,0	1759	8094	12084704,0	4196960,0	2550	8184	12069490,0	4196159,0	6130
8077	12084906,0	4197592,0	1906	8100	12078725,0	4197247,0	4359	8185	12079058,0	4200076,0	1514
8078	12077100,0	4200105,0	1731	8126	12074497,0	4195354,0	6734	8186	12081574,0	4198583,0	2286
8079	12077325,0	4200309,0	1538	8127	12068008,0	4196372,0	5746	8187	12077009,0	4193821,0	7984



№ скв	х	у	расстояние до дамбы, м	№ скв	х	у	расстояние до дамбы, м	№ скв	х	у	расстояние до дамбы, м
8258	12078660,0	4193702,0	7794	8361	12074458,0	4200876,0	1339	8188	12086356,0	4196650,0	1775
8259	12062742,0	4197148,0	5628	8363	12076458,0	4200876,0	1130	8189	12075789,0	4200513,0	1471
8262	12063017,0	4196295,0	6231	8370	12079258,0	4200076,0	1511	8190	12078652,0	4200383,0	1315
8263	12062879,0	4196152,0	6421	8376	12065908,0	4197746,0	4115	8192	12085160,0	4198160,0	1298
8264	12064258,0	4195076,0	6961	8377,0	12085258,0	4198476,0	998,1	8193	12083545,0	4195910,0	4025
8267	12068979,0	4194687,0	7533	8378,0	12085658,0	4198476,0	763,2	8194	12062503,0	4195650,0	7040
8268	12076431,0	4194047,0	7820	8380,0	12061258,0	4196876,0	6756,0	8195	12062680,0	4195754,0	6866
8270	12075618,0	4200743,0	1301	8381	12061658,0	4196876,0	6493	8196	12062733,0	4195548,0	7026
8272	12079666,0	4199631,0	1800	8387	12062458,0	4196076,0	6690	8197	12063068,0	4195782,0	6672
8273	12066881,0	4198129,0	3870	8389	12062858,0	4196076,0	6498	8198	12078290,0	4200420,0	1308
8278	12062195,0	4196251,0	6678	8394	12062058,0	4195276,0	7582	8200	12070994,0	4195028,0	7307
8286	12069058,0	4201276,0	998	8397	12062458,0	4195276,0	7392	8203	12075681,0	4198983,0	2996
8289	12072258,0	4201276,0	1099	8401	12062858,0	4195276,0	7219	8284	12077804,0	4193673,0	8032
8293	12075723,0	4200994,0	1029	8402	12063658,0	4195276,0	6930	1069Д	12070270,0	4195045,0	7275
8294	12076253,0	4200931,0	1029	8403	12066862,0	4194701,0	7235	122Д	12072230,0	4198728,0	3622
8295	12076658,0	4200876,0	1070	8408	12067262,0	4194684,0	7320	3116Д	12080763,0	4198231,0	2876
8296	12078494,0	4200416,0	1348	8411	12070566,0	4201024,0	1369	8199	12076218,0	4200199,0	1754
8297	12079458,0	4200076,0	1472	8413	12072207,0	4200863,0	1495	9990	12075229,0	4195443,0	6565
8298	12061058,0	4199676,0	5238	8415	12061058,0	4199476,0	5325	9988	12084828,0	4197355,0	2147
8299	12061058,0	4198876,0	5619	8417	12062787,0	4199486,0	3851	9989	12069590,0	4195897,0	6401
8300	12066658,0	4198876,0	3100	8418	12061058,0	4199076,0	5515	8212	12077720,0	4198241,0	3508
8301	12061058,0	4198476,0	5841	8421	12061058,0	4198676,0	5728	8213	12077566,0	4198479,0	3296
8302	12085058,0	4198476,0	1150	8423	12085858,0	4198276,0	902	8214	12079276,0	4198779,0	2731
8304	12085458,0	4198476,0	866	8424	12061058,0	4197076,0	6749	8215	12067834,0	4196606,0	5483
8305	12085858,0	4198076,0	1061	8429	12061858,0	4196276,0	6846	8216	12070279,0	4196444,0	5878
8432	12069458,0	4201276,0	1135	8438	12084658,0	4198076,0	1615	8218	12070094,0	4196068,0	6246
8433	12071858,0	4201276,0	1074	8443	12060658,0	4197276,0	6903	8221	12069865,0	4196117,0	6195
8435	12072658,0	4201276,0	1071	8445	12061458,0	4197276,0	6327	8222	12069693,0	4196333,0	5981
8436	12076990,0	4198438,0	3400	8452	12062853,0	4195903,0	6655	8223	12070335,0	4195383,0	6941
8437	12061458,0	4198876,0	5284	9717	12067060,0	4194682,0	7284	8227	12071103,0	4195343,0	6994
8313	12061458,0	4196876,0	6623	8332	12062258,0	4195276,0	7485	8229	12072419,0	4195179,0	7129
8315	12061858,0	4196876,0	6366	8333	12062658,0	4195276,0	7303	8230	12071602,0	4201168,0	1237
8316	12062636,0	4196917,0	5879	8334	12063461,0	4195243,0	7025	8231	12071904,0	4200622,0	1722
8324	12062658,0	4196076,0	6591	8336	12066219,0	4195343,0	6529	8233	12062612,0	4199686,0	3874
8326	12063058,0	4196076,0	6409	8337	12064258,0	4194876,0	7156	8235	12061943,0	4196476,0	6634
8327	12061858,0	4195676,0	7344	8338	12066658,0	4194476,0	7432	8236	12063856,0	4195232,0	6913
8330	12061858,0	4195276,0	7684	8339	12076858,0	4200876,0	998	8239	12078207,0	4193662,0	7942
8341	12076999,0	4194022,0	7787	8250	12082852,0	4198444,0	2039	8240	12068150,0	4194628,0	7486
8246	12080592,0	4198435,0	2706	8252	12070962,0	4194557,0	7778	8242	12075185,0	4201025,0	1043



